

Общество с ограниченной ответственностью
«ВОСТОКЭНЕРГОСТРОЙПРОЕКТ»



Регистрационный номер № СРО-П-128-158 от 11.01.2018 г.

**Схема развития распределительных электрических сетей 35-110-
220 кВ г. Свободный Амурской области на период до 2023 г. с
учетом перспективы до 2028 г.**

258/2018 - ЭЭС

Изм.	№ док.	Подп.	Дата



ФИЛИАЛ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА
«Научно-технический центр Федеральной сетевой компании
Единой энергетической системы»
в г. Владивосток

**Схема развития распределительных электрических
сетей 35-110-220 кВ г. Свободный Амурской области
на период до 2023 г.
с учётом перспективы до 2028 г.**

**Владивосток
2019 г.**




ФИЛИАЛ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА
«Научно-технический центр Федеральной сетевой компании
Единой энергетической системы»
в г. Владивосток

**Схема развития распределительных электрических
сетей 35-110-220 кВ г. Свободный Амурской области
на период до 2023 г.
с учётом перспектив до 2028 г.**

Инв. № 258/2018-ЭЭС

Главный инженер

___  ___ А.Н. Нетудыхата

Владивосток
2019 г.

Содержание

Введение	7
1. Максимум электрической нагрузки и электропотребление г. Свободный энергосистемы Амурской области, существующее состояние и прогноз на период до 2023 с учётом перспективы до 2028 гг.	9
2. Анализ существующего состояния электрических сетей 35-110-220 кВ г. Свободный	11
3. Рекомендации по развитию электрических сетей 35-110-220 кВ г. Свободный на период до 2023 г. и на 2028 г.	13
4. Оценка экономической эффективности сооружения электросетевых объектов 35-110 кВ	27
5. Электрические расчёты.....	30
5.1 Расчёты режимов электрических сетей 35 кВ и выше.....	31
5.2 Расчёт токов короткого замыкания в сетях 35 кВ и выше на 2023 и 2028 гг. ...	35
6. Оценка объёмов электросетевого строительства и прогноз потребности в капитальных вложениях в схему развития электрических сетей 35 кВ и выше г. Свободный	37
Выводы	38
Лист регистрации изменений	40

	Приложения	41
Приложение А л 1-3/3	Техническое задание на выполнение работы	42
Приложение Б л. 1-7/7	Перечень новых и расширяемых потребителей г. Свободный Амурской области с указанием максимальных электрических нагрузок и динамики их роста на 2019-2023 и 2028 гг.	45
Приложение В л. 1/1	Карта-схема и принципиальная схема электрических соединений сетей 35 кВ и выше г. Свободный на период до 2028 г.	52
Приложение Г л. 1-3/9	Расчёт экономической эффективности сооружения ПС 110/35/10 кВ Новый ЦП с двухцепной ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП	53
Приложение Г л. 4-6/9	Расчёт экономической эффективности сооружения ВЛ 35 кВ Южная – Базовая	56
Приложение Г л. 7-9/9	Расчёт экономической эффективности сооружения отпайки на ПС 35 кВ Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская	59
Приложение Д л. 1/4/18	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободный. Зимний максимум 2017 г. Нормальные и послеаварийные режимы	62
Приложение Д л. 5/18	Токовая загрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах. Зимний максимум 2017 г.	66
Приложение Д л. 6-9/18	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободный. Зимний минимум 2017 г. Нормальные и послеаварийные режимы	67
Приложение Д л. 10/18	Токовая загрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах. Зимний минимум 2017 г.	71
Приложение Д л. 11-13/18	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободный. Летний максимум 2018 г. Нормальный и послеаварийные режимы	72
Приложение Д л. 14/18	Токовая загрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах. Летний максимум 2018 г.	75
Приложение Д л. 15-17/18	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободный. Летний минимум 2018 г. Нормальный и послеаварийные режимы	76

Приложение Д л. 18/18	Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах. Летний минимум 2018 г.	79
Приложение Е л. 1-5/21	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободный. Зимний максимум 2023 г. Нормальный и послеаварийные режимы.	80
Приложение Е л. 6/21	Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах Зимний максимум 2023 г.	85
Приложение Е л. 7-11/21	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободный. Зимний минимум 2023 г. Нормальный и послеаварийные режимы.	86
Приложение Е л. 12/21	Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах. Зимний минимум 2023 г.	91
Приложение Е л. 13-16/21	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободный. Летний максимум 2023 г. Нормальный и послеаварийные режимы	92
Приложение Е л. 17/21	Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах. Летний максимум 2023 г.	96
Приложение Е л. 18-20/21	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободный. Летний минимум 2023 г. Нормальный и послеаварийные режимы	97
Приложение Е л. 21/21	Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах Летний минимум 2023 г.	100
Приложение Ж л. 1-6/23	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше энергосистемы г. Свободный. Зимний максимум 2028 г. Нормальный и послеаварийные режимы	101
Приложение Ж л. 7/23	Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах. Зимний максимум 2028 г.	107
Приложение Ж л. 8-12/23	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободный. Зимний минимум 2028 г. Нормальный и послеаварийные режимы.	108
Приложение Ж л. 13/23	Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах. Зимний минимум 2028 г.	113

Приложение Ж л. 14-18/23	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободный. Летний максимум 2028 г. Нормальный и послеаварийные режимы	114
Приложение Ж л. 19/23	Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах. Летний максимум 2028 г.	119
Приложение Ж л. 20-22/23	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободный. Летний минимум 2028 г. Нормальный и послеаварийные режимы	120
Приложение Ж л. 23/23	Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и выше г. Свободный в нормальном и послеаварийных режимах. Летний минимум 2028 г.	123
Приложение И л. 1-2/2	Результаты расчётов токов короткого замыкания в электрических сетях 35 кВ и выше г. Свободный на 2023 и 2028 гг. в графическом виде	124

Введение

Настоящая работа выполнена по договору № 258/2018 с Муниципальным казенным учреждением "Стройсервис" в соответствии с утверждённым техническим заданием (Приложение А).

Основанием для выполнения работы является:

- Протокол рабочего совещания по организации электроснабжения перспективных объектов и развитию инфраструктуры города Свободный Амурской области, от 07.08.2018.

Цель работы:

- Разработка «Схемы развития распределительных электрических сетей 35-110-220 кВ г. Свободный Амурской области на период до 2023 г. с учётом перспективы до 2028 г.» и уточнение перечней объектов нового строительства, реконструкции и вывода из эксплуатации электросетевых объектов 35-110-220 кВ на территории города Свободный Амурской области для обеспечения надежного и устойчивого электроснабжения существующих и планируемых к присоединению потребителей.

В работе приняты следующие расчётные сроки в соответствии с техзаданием:

- текущий год (отчётный) – зима **2017** г., лето **2018** г.
- расчётный год – **2023** г.;
- перспективный год – **2028** г.

Все предложения по реконструкции и новому строительству электросетевых объектов г. Свободного на перспективу 2023 г. и 2028 г. носят рекомендательный характер и должны уточняться на следующих этапах проектирования.

В составе работы выполнены:

- ✓ Анализ существующего состояния электрических сетей и проблем электроснабжения города Свободный Амурской области;
- ✓ Определена потребность в электроэнергии и электрических нагрузках города Свободный на 2023 г. (на базе выданных и утверждённых ТУ) и на перспективу – 2028 г. (с учётом заявок на ТП и планов собственников по их развитию);
- ✓ Разработаны рекомендации по развитию схемы электрических сетей 35-110-220 кВ г. Свободный на 2023 г. и на более отдалённую перспективу - 2028 г.;
- ✓ Выполнены электрические расчёты:
 - режимов электрических сетей 35 кВ и выше города Свободный на 2017-2018 гг., 2023 г., 2028 г.;
 - токов короткого замыкания на 2023 г., 2028 г.;
- ✓ Выполнена оценка объёмов электросетевого строительства и дан прогноз потребности в капитальных вложениях, необходимых для рекомендуемого развития схемы электрических сетей 35-110-220 кВ г. Свободный в рассматриваемый период.

При выполнении работы использованы следующие нормативно-технические документы:

- «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем» (Москва, Энергосетьпроект), утверждённые приказом Минэнерго от 30.06.2003 № 281;
- Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630);
- Правила устройства электроустановок (действующее издание);

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (действующее издание);
- ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования»;
- ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению»;
- ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений».

При выполнении работы учтены:

- Отчётные и прогнозные данные АО «ДРСК», филиала АО «ДРСК» Амурские электрические сети, филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока, филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, Правительства Амурской области, Администрации г. Свободный, информация крупных потребителей электроэнергии, развитие которых намечается на территории г. Свободный и в прилегающих районах;
- Заявки на присоединение новых потребителей, поступившие в АО «ДРСК» и в ПАО «ФСК ЕЭС», технические условия на присоединение новых потребителей, выданные филиалом АО «ДРСК» Амурские электрические сети, филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока и другими сетевыми организациями;
- «Долгосрочный план комплексного социально-экономического развития г. Свободного Амурской области», утвержденный Распоряжением Правительства РФ от 22.07.2017 № 1566-р;
- Муниципальная программа «Формирование современной городской среды муниципального образования «город Свободный» на 2018-2022 годы», Программы социально-экономического развития Амурской области, Генеральный план развития г. Свободный;
- «Федеральная целевая программа экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2018 года» (в редакции, введённой в действие с 01.01.2014 постановлением Правительства РФ от 06.12.2013 №1128);
- работа Филиала АО НТЦ ФСК ЕЭС в т. Владивосток, 2018 г.:
- «Актуализация «Схемы развития распределительных электрических сетей 35 кВ и выше Амурской области на период до 2020 г. с учётом перспективы до 2025 г.» с расчётным периодом до 2025 г. и перспективой до 2030 года».

1. Максимум электрической нагрузки и электропотребление г. Свободный энергосистемы Амурской области, существующее состояние и прогноз на период до 2023 с учётом перспективы до 2028 гг.

Город Свободный находится в Амурской области, расположен на правом берегу реки Зeya (левый приток р. Амур) в 146 км от г. Благовещенск.

Город Свободный - крупный транспортный узел, располагается на пересечении железнодорожной, водной и автомобильных магистралей.

Численность населения г. Свободный составила 53,7 тысяч человек в 2018 г. Наблюдается снижение численности населения города, которое за последние 5 лет составило 2,5 тысяч человек, что связано в основном с миграционным оттоком населения.

Город Свободный находится в зоне функционирования энергосистемы Амурской области (ЭС), которая входит в состав ОЭС Востока.

Энергосистема Амурской области входит в операционную зону филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

Основными потребителями электроэнергии в г. Свободный являются:

- железнодорожный транспорт;
- Свободнеский вагоноремонтный завод (СВРЗ);
- Завод железобетонных конструкций, СМТ "Стройиндустрия";
- коммунально-бытовые потребители.

Максимум электрической нагрузки г. Свободный за 2016 и 2017 гг. в зимний контрольный день замеров (к.д.з.), а также оценка электропотребления города за эти годы приведены ниже в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Максимум электрической нагрузки и электропотребление г. Свободный за 2016 и 2017 гг.

Наименование показателей	2016 г.	2017 г.
Максимум электрической нагрузки (в к.д.з), МВт	53,8	54
Электропотребление, млн. кВт.ч.	269	270

Динамика потребления электроэнергии города за период 2013-2017 г.г. менялась не значительно по данным Филиала «Амурэнергосбыт». Динамика максимума электрических нагрузок г. Свободный не приводится в разделе, так как также практически не менялась за последние 5 лет

В г. Свободный намечается существенный рост электрической нагрузки за счёт ввода новых и расширения существующих потребителей (объектов железнодорожного транспорта, социальной инфраструктуры, жилых микрорайонов и др.) в рассматриваемый период.

Развитию инфраструктуры г. Свободный будет способствовать территория опережающего социально-экономического развития (ТОСЭР) «Свободный», на площадках которой предусматривается создание крупнейших в России «Амурского газоперерабатывающего завода» - АГПЗ (ПАО «Газпром») и «Амурского газохимического комплекса» - АГХК (ПАО «СИБУР Холдинг»). Для АГПЗ и АГХК по газопроводу «Сила Сибири» будет поступать многокомпонентный газ Якутии и Иркутского центров газодобычи, которые «Газпром» создаёт в рамках Восточной газовой программы.

Прогноз максимальной электрической нагрузки г. Свободный выполнен, согласно техзаданию, с учётом следующих данных о новых и расширяемых потребителях электроэнергетики:

➤ технических условий (ТУ) и договоров на технологическое присоединение (ТП) новых потребителей, выданных АО «ДРСК» и филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское предприятие МЭС, а также поступивших заявок на присоединение новых потребителей;

➤ планов по строительству и развитию объектов:

- ООО «Газпром переработка Благовещенск»;

- Обособленное подразделение ООО "СИБУР" по Амурской области

- РЭС "Амурский" филиала "Дальневосточный" АО "Оборонэнерго";

- Филиала ОАО "РЖД" Трансэнерго Забайкальская дирекция по энергообеспечению;

- Администрации г. Свободный и исполнительных органов государственной власти Амурской области.

Максимальные электрические нагрузки основных крупных потребителей города Свободный, ввод которых намечается в рассматриваемый период, приведены ниже в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Электрические нагрузки основных новых потребителей г. Свободный

Потребители	Намечаемый цент питания	Нагрузка, МВт
ОАО "РЖД"	ПС 220 кВ Михайло Чесноковская	3,87
"Газпром переработка Благовещенск" ООО, РП-10, жилой Микрорайон, г. Свободный	ПС 35 кВ Северная, Новый ЦП 110 кВ	4,77
		4,77
Филиал ОАО "РЖД" Трансэнерго Забайкальская дирекция по энергообеспечению,	ПС 35 кВ Базовая	5,09
Филиал ОАО "РЖД" Трансэнерго Забайкальская дирекция по энергообеспечению,	ПС 35 кВ Восточная	8,63
ООО "СИБУР" Строительство жилья для персонала АГХК	ПС 35 кВ Северная	1,2

Перечень новых и расширяемых потребителей г. Свободный с указанием максимальных электрических нагрузок и динамики их роста в период до 2023 г. и на 2028г. приведён в Приложении Б.

При определении максимума нагрузок в 2023 г. учтён ввод новых потребителей, по которым выданы и утверждены ТУ, в 2028 г. – потребителей, по которым имеются заявки на ТП, а также данные собственников о перспективе их развития.

Нагрузки новых потребителей определены с учётом коэффициента совмещения максимальных нагрузок, величина которого принята в размере: 0,9 (для потребителей ООО «Газпром переработка Благовещенск», ООО «Амурский ГХК») и 0,8 (для остальных потребителей).

Указанный в Приложении Б перечень потребителей согласован филиалом АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, Министерством экономического развития и внешних связей Амурской области, Администрацией г. Свободный.

Уровни электропотребления и максимумы электрической нагрузки города Свободный за отчётный 2017 г. и прогнозируемые на 2023 и 2028 гг. приведены ниже в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Уровни электропотребления и максимум электрической нагрузки г. Свободный за 2017 и на 2023 и 2028 гг.

Наименование	Отчёт (к.д.з.)	Прогноз	
	2017 г	2023 г	2028 г
Электропотребление, млн.кВт*ч	270	393	500
Максимум нагрузки, МВт	54	78,7	100

Филиалом АО НТЦ ФСК ЕЭС в г. Владивосток в 2018 г. выполнена работа «Актуализация «Схемы развития распределительных электрических сетей 35 кВ и выше Амурской области на период до 2020 г. с учётом перспективы до 2025 г.» с расчётным периодом до 2025 г. и перспективой до 2030 года» (далее Схема-2018), в которой максимум нагрузки г. Свободный, намечаемый на 2025 г., составил 76 МВт.

Из приведённых в таблице 1.3 данных следует, что электрические нагрузки города Свободный, которые прогнозируются в настоящей работе на 2023 и 2028 гг., существенно выше, чем принятые в Схеме-2018 г на 2025 г.

Рекомендации по усилению схемы электрических сетей 35 кВ и выше города Свободный, требуемые для обеспечения надёжности её функционирования при присоединении дополнительных нагрузок новых и расширяемых потребителей в период до 2028 г., приведены ниже в разделе 3.

2. Анализ существующего состояния электрической сети 35-110-220 кВ г. Свободный

Карта-схема и принципиальная схема электрических соединений сетей 35 кВ и выше г. Свободный на период до 2028 г. приведена ниже в Приложении В.

На территории города функционируют:

- распределительные электрические сети напряжением 35 кВ, которые относятся к объектам АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом «Амурские электрические сети» (СП «Западные электрические сети»);

- магистральные электрические сети напряжением 220-500 кВ, которые относятся к объектам ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются его филиалом МЭС Востока и входящим в структуру МЭС Востока Амурским ПМЭС.

Низким напряжением ПС 35-220 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является 10 кВ.

Центром питания сетей 35 кВ г. Свободный является узловая ПС 500 кВ Амурская, от которой обеспечивается электроснабжение двух ПС 220 кВ по 3-м ЛЭП 220 кВ и шести ПС 35 по 5 цепям ЛЭП 35 кВ города, перечень которых приведён ниже в таблицах 2.1 и 2.2. ПС 220 кВ Михайло Чесноковская/т (2х40 МВА), которая располагается на территории города и питается по двум ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Амурская, не включена в таблицы 2.1 и 2.2, так как является тупиковой, ведомственной ПС и не влияет на загрузку сетей 35 кВ города.

ПС 500 кВ Амурская связана с энергосистемой тремя ВЛ 500 кВ (ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1, №2) и семью ВЛ 220 кВ (ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т с отпайками, ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1 и №2, ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск, ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная, ВЛ 220 кВ Амурская – Новокиевка, ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная).

Характеристика, год ввода и загрузка ВЛ 35 и 220 кВ города приведена ниже в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика и загрузка ВЛ 35 и 220 кВ г. Свободный

Наименование ВЛ	Год ввода	Провод	Длина, км	Загрузка (мощность), МВт: *)					Длительно допустимая при	
				к.д.з. 19 часов		Расчётная при норм. плотности тока	t=			
				21.12. 2016 г.	20.12. 2017 г.		+25°С	t=-5°С		
ВЛ 220 кВ:										
Амурская – Белогорск/т с отп. на ПС Свободный		АС-240 АС-240 АС-300	3,46 63,05 8,51	85,4	48,4	95	218	281		
ВЛ 35 кВ:										
Северная – Пера	1979	АС-185	2,15	3,4	3,2	9,3	29,5	38,1		
Свободный – Южная №1,2	1964"	2х АС-185	6,4	7,8+2	5,8+2,9	2х9,3	2х29,5	2х38,1		
Амурская – Северная №1,2	2017	2х (АС-95), АС-120)	10,6	7,2+4,6	7,4+4,6	2х4,8	2х18,9	2х24,4		
Амурская – Свободный №1,2	1984	АС-150, АС-120	5,3	8+4,4	7,4+4,3	6,1	21,8	28,1		
Южная – Восточная №1,2	1965"	2хАС-95	8,2	2,2+2	1+2,9	2х4,8	2х18,9	2х24,4		
Амурская – Базовая	1986	АС-95, АС-150	3,8	9,2	9,4	4,8	18,9	24,4		
Восточная – Стройдетали	1987	АС-70	2	0,1	0,2	3,5	15,2	19,6		

" – срок службы ВЛ превышает 40 лет и более

*) – токовая загрузка ВЛ (А) приведена ниже в Приложении Д лл. 5, 10,14,18

Характеристика, год ввода и загрузка трансформаторов, установленных на ПС города, приведена ниже в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристика и загрузка ПС 35 кВ и выше г. Свободный

Наименование ПС	Год ввода трансформаторов ПС	Мощность ПС, шт.хМВА	Допустимая нагрузка тр-ров ПС 35кВ (5%), МВА	Суммарная загрузка тр-ров ПС, МВт/МВА	
				к.д.з. 19 час.	
				21.12. 2016 г.	20.12. 2017 г.
ПС 500 кВ Амурская:					
АТ-1, АТ-2 500/220 кВ	1979	2х(3х167)		355/359	140/164
АТ-3, АТ-4 220/110/35 кВ **)	1978, 1984	2х63		37,6/41,3	36,2/38,6
ПС 220 кВ:					
- Свободный 220/35/10кВ 35/10 кВ	1971"	1х40		откл.	откл.
	1963"	1х7,5	7,875	2,1/2,3	2,2/2,3
ПС 35 кВ:					
- Базовая	2011	2х6,3	6,615	9/9,2*)	9,1/9,3
- Восточная	2012	6,3	6,615	3,9/4,1	3,7/3,8
	1977"	4	4,2		
- Пера	2011	2х6,3	6,615	3,3/3,5	3,2/3,3
- Северная	1991"	2х16	16,8	8,3/8,6	8,4/8,6
- Стройдетали	1987"	2х6,3	6,615	0,1/0,1	0,2/0,22
- Южная	1973"	2х16	16,8	5,5/5,7	4,8/4,9
	1977"				

" – срок службы трансформаторов ПС превышает 25 лет и более;

*) – загрузка превышает допустимую

**) - АТ-3 и АТ-4 работают в режиме трансформации 220/35 кВ из-за отсутствия РУ 110 кВ

Анализ загрузки и срока службы ВЛ и ПС, приведённых в таблицах 2.1 и 2.2, а также результатов расчётов установившихся электроэнергетических режимов (Приложение Д) показывает, что на сегодня в отдельных районах схемы сетей города Свободный существуют следующие проблемы и «узкие места»:

- исчерпан нормативный срок службы трансформаторов на 4-х из 6-и ПС 35 кВ и на 3-х из 8 ВЛ 35 кВ;
- исчерпана пропускная способность трансформаторов на ПС 35 кВ Базовая и ВЛ 35 кВ Амурская – Базовая, так как:
 - загрузка ВЛ 35 кВ Амурская – Базовая близка к двойной экономической;
 - на ПС 35 кВ Базовая при аварийном отключении одного наиболее загруженного трансформатора нагрузка второго трансформатора составляет 150 А, что значительно превышает допустимую нагрузку трансформатора – 100 А (5 % сверх номинальной);
- ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера присоединены к сети ЭС одноцепными тупиковыми ВЛ 35 кВ, аварийное или ремонтное отключение которых приводит к недоотпуску электроэнергии потребителям этих ПС при отсутствии резервного источника питания. Следует отметить, что на ПС 35 кВ Стройдетали, которая тоже питается по одноцепной ВЛ 35 кВ, практически отсутствует нагрузка и отключение ВЛ 35 кВ Восточная – Стройдетали не приводит к существенному недоотпуску электроэнергии потребителям.

Рекомендации по устранению существующих проблем в схеме сетей города Свободный приведены ниже в разделе 3.

3. Рекомендации по развитию электрических сетей 35-110-220 кВ г. Свободный на период до 2023 г. и на 2028 г.

Развитие электрических сетей 35 кВ и выше города Свободный связано с необходимостью обеспечения надёжного и устойчивого электроснабжения существующих и планируемых к присоединению потребителей в период до 2023 г. и на более отдалённую перспективу - 2028 г.

Как указано выше в разделе 1, величина роста максимума нагрузок города на 2023 г. подтверждена выданными ТУ и заключёнными договорами на ТП, а на 2028 г. определена с учётом заявок на ТП и планов по развитию и строительству потребителей, которые носят предварительный характер и должны уточняться на следующих этапах проектирования.

Схема сетей города на рассматриваемую перспективу сформировалась в процессе решения следующих основных вопросов:

- ✓ ликвидация «узких мест»;
- ✓ реконструкция электросетевых объектов 35 кВ, исчерпавших пропускную способность и нормативный срок службы;
- ✓ осуществление внешнего электроснабжения новых потребителей.

В г. Свободный предусматривается значительное развитие инфраструктуры со строительством новых потребителей следующего назначения:

- ✓ *объекты жилищного строительства* – микрорайон в северной части города, многоквартирные жилые комплексы, дома МКД и др.;
- ✓ *социально-бытовые объекты* – родильный дом, школа, больница, торговые центры и др.;
- ✓ *объекты промышленности и транспорта* – сортировочно-дробильный комплекс, производственные базы, объекты ОАО «РЖД» и др.;

✓ *объекты жилищно-коммунального хозяйства* - реконструкция системы водоснабжения, канализации, участков тепловой сети, котельных и прочие.

Исходя из выполненных проработок, определён перечень ВЛ и ПС 35-110 кВ, реконструкцию и ввод которых рекомендуется осуществить для обеспечения электроснабжения существующих и планируемых к присоединению потребителей города Свободный без ограничений в нормальных и послеаварийных режимах.

Перечень ВЛ и ПС 35-110 кВ, рекомендованных к вводу и реконструкции в городе Свободный с указанием их технико-экономических показателей, назначения и года ввода приведён ниже в таблице 3.1.

Обосновывание необходимости ввода и реконструкции ЛЭП и ПС 35-110 кВ, указанных в таблице 3.1, приведено ниже, результаты электрических расчётов - в разделе 5.

Таблица 3.1 – Реконструкция и новое строительство ВЛ и ПС 35-110 кВ в г. Свободный на 2023 г. и на 2028 г.

Наименование объекта	Год ввода	Проектные показатели:	Капвложения, млн.руб.(цены 1 квартала 2019 г.)	Основное назначение объекта
		Длина ВЛ, км; мощность Т, шт.хМВА		
Реконструкция ПС 35 кВ с заменой силовых трансформаторов:				
- Базовая	2023	2х6,3 на 2х16 секционный выключатель	143 25,5	Увеличение пропускной способности ПС для присоединения новых потребителей
- Восточная	2028	6,3+4 на 2х16	143	
- Пера	2028	2х6,3 на 2х10	115,3	
Всего реконструкция:			426,8	
Новое строительство				
ПС 110/35/10 кВ Новый ЦП	2023	2х40	748,4	Создание сетей 110 кВ в г. Свободный с вводом нового центра питания
ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП (2-хцепная 2хАС-185)	2023	2х1,5	21,75	
Сооружение РУ 110 кВ ПС 500 кВ Амурская с 2-я линейными ячейками		-	416,6	
Заход-выход в РУ 35 кВ Новый ЦП двухцепной ВЛ 35 кВ Амурская – Северная	2023	2х0,1+2х0,1	2,08	Питание сетей 35 кВ города от новой ПС 110 кВ Новый ЦП
ВЛ 35 кВ Южная – Базовая с 1 ячейкой	2028	2	16 25,5	Второе питание ПС 35 кВ Базовая
Отпайка на ПС 35 кВ Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская	2028	1	8	Второе питание ПС 35 кВ Пера
Всего новое строительство			1238,33	
Итого реконструкция и новое строительство			1665,13	

Обоснование необходимости усиления схемы сетей 35 кВ и выше города

В Схеме-2018 прогнозировался рост максимума нагрузки г. Свободный с 53,8 МВт в 2016 г. до 72,5 МВт в 2025 г. В зимний к.д.з. 2017 г. максимальная электрическая нагрузка города также составила 54 МВт.

Данные по нагрузке г. Свободный в зимний к.д.з. 2018 г. не представлены, так как находятся в стадии обработки. По информации, полученной от АО «ДРСК», нагрузки на ПС 35 кВ города в к.д.з. 2018 г. изменились незначительно, по сравнению с к.д.з. 2017 г., кроме ПС 35 кВ Северная, величина нагрузки которой возросла ~ до 12 МВт. Учитывая это,

в электрических расчётах зимнего максимума 2017 г. на ПС 35 кВ Северная принята нагрузка зимнего к.д.з. 2018 г.

В настоящей работе, как указано выше, определён перечень потребителей электроэнергии, строительство и развитие которых намечается на территории г. Свободный в период до 2028 г. (см. Приложение Б).

Нагрузки центров питания 35 и 220 кВ города отчётные (в зимний к.д.з. 20.12.2017 г.) и прогнозируемые на перспективу (с учётом намечаемого прироста за счёт ввода новых и расширяемых потребителей) приведены ниже в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Электрические нагрузки ПС 35-220 кВ г. Свободный

Наименование ПС	Мощность ПС, шт.хМВА	Величина прироста нагрузки по ПС (с Кодн.), МВт		Нагрузки трансформаторов ПС в нормальном режиме зимнего максимума МВт/МВА		
		2023 г.	2028 г.	Перспективная		
				к.д.з. 2012 2017 г. (19 ч.)	2023 г.	2028 г.
ПС 220 кВ:						
- Свободный 220/35/10кВ	1х40			откл.	-	-
35/10 кВ	1х7,5	0		2,2/2,3	2,2/2,3	2,2/2,3
ПС 35 кВ:						
- Базовая	2х6,3	1,86	6,87	9,1/9,3	11/11,2	16/16,4
- Восточная	6,3+4	1,1	8,75	3,7/3,8	4,8/4,9	12,5/12,8
- Пера	2х6,3	1,11	3,83	3,2/3,3	4,3/4,4	7/7,2
- Северная	2х16	13,25	15,13	11,9/12,2*)	25,2/25,7	27/27,5
- Стройдетали	2х6,3	0	0	0,2/0,22	0,2/0,22	0,2/0,22
- Южная	2х16	4,02	7,71	4,8/4,9	8,8/9	12,5/12,8

*) - для ПС 35 кВ Северная приведена нагрузка зимнего к.д.з. 2018 г.

Анализ данных, приведённых в таблице 3.2, а также результатов электрических расчётов (см. стр. 20) показывает, что существующая схема сетей 35-220 кВ г. Свободный не позволяет обеспечить надёжное и устойчивое электроснабжение существующих и планируемых к присоединению потребителей города по следующим причинам:

➤ Намечаемый суммарный прирост максимальной нагрузки г. Свободный в период 2023-2028 гг. составляет **45,7 МВт**, в том числе **24,7 МВт** в 2023 г. и **21 МВт** в 2028г. Электрические расчёты, приведенные ниже на стр. 20, показывают, что при существующей схеме сетей пропускной способности трансформаторов, установленных на ряде ПС города, будет недостаточно для его покрытия без ограничений потребителей в нормальных и послеаварийных режимах:

- на ПС 500 кВ Амурская в послеаварийном режиме зимнего максимума 2023 г. при отключении одного из АТ-63 МВА токовая загрузка второго АТ-63 МВА составляет 857 А в, что превышает номинальный ток (480 А на стороне НН) ~ на 79 %;

- на следующих ПС 35 кВ в режиме зимнего максимума перспективная нагрузка превышает номинальную мощность одного трансформатора в **послеаварийном** режиме отключения другого наиболее загруженного трансформатора (нагрузка показана с учётом Кодн):

Наименование ПС 35 кВ:	2023 г.		2028 г.	
	Превышение номинальной мощности одного трансформаторов на:			
	МВА	%%	МВА	%%
- Базовая	4,9	78	10,1	160
- Восточная	0,9	22	8,8	220
- Пера	-	-	0,9	14
- Северная	9,7	61	11,5	72

▪ на ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Восточная перспективная нагрузка превышает номинальную мощность установленных на них 2-х трансформаторов в **нормальном** режиме зимнего максимума 2028 г. в следующих размерах (нагрузка показана с учётом Кодн):

	Превышение номинальной мощности 2-х трансформаторов на:	
	МВА	%%
- Базовая	3,8	30
- Восточная	2,5	24

Для электроснабжения потребителей без ограничений в нормальных и послеаварийных режимах при намечаемом росте нагрузки требуется значительное усиление схемы сетей г. Свободный, для осуществления которого предлагается выполнить мероприятия (таблица 3.1), обоснование которых приведено ниже.

1. Создание нового центра питания 110 кВ

В «Схеме-2018» отмечалась необходимость сооружения в городе Свободный нового центра питания сетей 35 кВ – ПС 110/35/10 кВ с подключением 2-хцепной ВЛ 110 кВ к сооружаемому на ПС 500 кВ Амурская РУ 110 кВ за 2025 г. при принятых уровнях нагрузок.

Выполненные в настоящей работе электрические расчёты подтверждают необходимость проведения мероприятий по усилению схемы сетей города, при которых параметры послеаварийных режимов войдут в область допустимых значений.

Результаты расчётов установившихся электроэнергетических режимов зимнего максимума 2023 г. (без ввода нового центра питания) приведены ниже на рисунке 1 л. 1 и показывают следующее:

▪ при единичной ремонтной схеме АТ-3 на ПС 500 кВ Амурская загрузка оставшегося в работе АТ-4 составляет ≈ 60 МВА, что превышает длительно-допустимую загрузку в 36 МВА на 67%;

▪ для снятия указанной перегрузки АТ-4 ПС 500 кВ Амурская рассмотрены следующие схемно-режимные мероприятия:

✓ перевод нагрузки следующих ПС 35 кВ с шин 35 кВ ПС 500 кВ Амурская:

- ПС 35 кВ Заводская на шины 35 кВ ПС 220 кВ Ледяная путем отключения ВЛ 35 кВ Северная – Заводская и включения СВ на ПС 35 кВ Заводская;

- ПС 35 кВ Базовая на шины 35 кВ ПС 220 кВ Свободный путем строительства ВЛ 35 кВ Южная – Базовая.

Данные схемно-режимные мероприятия позволяют снизить загрузку оставшегося в работе АТ-4 ПС 500 кВ Амурская только до величины 36,4 МВА при допустимой величине загрузки, равной 36 МВА. Для снятия указанной перегрузки рассмотрен перевод питания со 2-ой с.ш. 35 кВ ПС 500 кВ Амурская на шины 35 кВ ПС 220 кВ Свободный, что позволило разгрузить оставшийся в работе АТ-4 ПС 500 кВ Амурская до величины 16,2 МВА. Но при этом загрузка Т-40 ПС 220 кВ Свободный составила 50,5 МВА при допустимой длительной перегрузке 48 МВА.

Таким образом, исходя из результатов выполненных расчётов, усиление схемы сетей города требуется уже в 2023 году.

Следует отметить, что наиболее интенсивный рост нагрузок определен в северной части города вблизи ПС 35 кВ Северная. Согласно ТУ, выданным АО «ДРСК» на присоединение новых потребителей, намечаемый прирост нагрузки на ПС 35 кВ Северная составляет $\approx 13,2$ МВт в 2023 г. и ≈ 2 МВт в 2028 г.

При этом пропускной способности трансформаторов, установленных на ПС 35 кВ Северная (2x16 МВА), как указано выше, не достаточно для покрытия намечаемого прироста нагрузки без ограничений потребителей в послеаварийных режимах.

Увеличение трансформаторной мощности на ПС 35 кВ Северная (замена 2x16 на 2x25 МВА) не предлагается к осуществлению по следующим причинам:

- в номенклатуре заводов изготовителей отсутствуют трансформаторы 35 кВ номинальной мощностью 25 МВА, их изготовление возможно только по спецзаказу;

- в сетевом хозяйстве АО «ДРСК» нет центров питания 35 кВ с трансформаторами мощностью 25 МВА, то есть отсутствует аварийный запас на оперативные ремонтно-восстановительные работы, что, соответственно, приведёт к длительным ограничениям потребителей;

- в действующих «Методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем» (2003 г.) на ПС 35 кВ рекомендуется установка трансформаторов единичной мощностью до 10 МВА.

В настоящей работе рассмотрены следующие возможные варианты усиления схемы сетей города:

- три варианта с созданием нового центра питания города - на напряжении 110 кВ (варианты 1 и 2) и на напряжении 220 кВ (вариант 3),

- один вариант (4) с реконструкцией действующих электросетевых объектов для увеличения их пропускной способности.

Сооружение нового центра питания (ЦП) предлагается в районе наибольшего роста нагрузок, который, как указано выше, определился вблизи ПС 35 кВ Северная.

При рассмотрении вариантов 1 и 2 учтены предложения АО «ДРСК» по месту размещения нового ЦП - ПС 110/35/10 кВ, а также возможность перевода нагрузки на ПС 500 кВ Амурская с напряжения 35 кВ на напряжение 110 кВ (по данным филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока).

Краткая характеристика рассмотренных вариантов приведена ниже.

Вариант 1 – перевод на напряжение 110 кВ существующей ПС 35 кВ Северная, для осуществления которого предлагается следующее электросетевое строительство:

- РУ 110 кВ на ПС 35 кВ Северная, замена трансформаторов 35/10 кВ 2x16 МВА на 110/35/10 кВ мощностью 2x40 МВА, замена РУ 35 кВ с выключателями;

- двухцепная ВЛ 110 кВ Амурская – Северная (2xАС-185) длиной 2x6 км;

- сооружение РУ 110 кВ ПС 500 кВ Амурская с 2-я линейными ячейками.

Следует отметить, что в варианте 1 на ПС 35 кВ Северная принята замена РУ 35 кВ с ячейками, необходимость которой должна быть уточнена при конкретном проектировании после предпроектного обследования (см. таблицу на рис. 1 л. 2).

Вариант 2 – сооружение нового центра питания - ПС 110 кВ (далее Новый ЦП) **на новой площадке** (в 1,5 км от ПС 500 кВ Амурская), для осуществления которого предлагается следующее электросетевое строительство:

- ПС 110/35/10 кВ (Новый ЦП) с установкой 2-х трансформаторов мощностью 2x40 МВА;

- двухцепная ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП (2xАС-185) длиной 2x1,5 км;

- двухцепные заходы 2-х цепей ВЛ 35 кВ Амурская – Северная на РУ 35 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП;

- сооружение РУ 110 кВ ПС 500 кВ Амурская с 2-я линейными ячейками.

В вариантах 1 и 2 схема РУ 110 кВ на ПС 500 кВ Амурская будет определена на следующих этапах проектирования.

Вариант 3 – сооружение нового центра питания - ПС 220 кВ (на той же площадке, что и ПС 110 кВ Новый ЦП), для осуществления которого предлагается следующее электросетевое строительство:

- ПС 220/35/10 кВ (далее ПС 220 кВ Новый ЦП) с установкой 2-х трансформаторов мощностью 2х40 МВА;
- двухцепный заход на РУ 220 кВ ПС Новый ЦП ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная/т (АС-330) длиной 2х1 км;
- двухцепные заходы 2-х цепей ВЛ 35 кВ Амурская – Северная на РУ 35 кВ ПС 220 кВ Новый ЦП;
- на ПС 35 кВ Северная замена трансформаторов (2х16 на 2х25 МВА).

Следует отметить, что подключение ПС 220 кВ Новый ЦП к РУ 220 кВ ПС 500 кВ Амурская не предлагается, так как ограничена возможность расширения РУ 220 кВ ПС 500 кВ Амурская на 2 линейные ячейки (данные филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока), а требуемые при этом капиталовложения возрастут \approx на 30 %.

В вариантах 1, 2, 3 рекомендуется сохранить ВЛ 35 кВ, связывающие ПС 500 кВ Амурская с новой ПС 110 кВ для послеаварийных и ремонтных переключений, а в нормальных режимах для оптимальной загрузки сетей 35 кВ и выше города держать эти ВЛ 35 кВ отключенными.

Вариант 4 – реконструкция ПС 500 кВ Амурская и ПС 35 кВ Северная с увеличением трансформаторной мощности, для осуществления которого предлагается следующее электросетевое строительство:

- на ПС 500 кВ Амурская замена АТ-3 и АТ-4 (2х63 на 2х125 МВА);
- на ПС 35 кВ Северная замена трансформаторов (2х16 на 2х25 МВА).

Результаты электрических расчётов, которые приведены на рисунке 1 л. 3, показывают, что в рассмотренных вариантах 1, 2, 3, 4 обеспечивается допустимая нагрузка АТ-3 и АТ-4 на ПС 500 кВ Амурская и трансформаторов на Новом ЦП и на ПС 35 кВ Северная.

Технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов усиления схемы электрических сетей г. Свободный и выбор наиболее оптимального из них выполнен по методу дисконтированных приведённых затрат. Критерием для выбора варианта является минимум суммарных дисконтированных приведённых затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

Одинаковые элементы сети при сравнении вариантов не учитываются.

Результаты сравнения вариантов приведены ниже в таблице 3.3 и на рисунке 1 л. 2.

Таблица 3.3 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Единица измерения	Вариант 1 – перевод ПС 35 кВ Северная на 110 кВ	Вариант 2 – ввод ПС 110 кВ Новый ЦП	Вариант 3 – ввод ПС 220 кВ Новый ЦП	Вариант 4 – замена АТ-3,4 на ПС 500 кВ Амурская и Т-1,2 на ПС 35 кВ Северная
1. Капиталовложения, всего (в ценах 1 кв. 2019г.)	млн. руб.	1328,6	1188,8	1512	1489,3
2. Ежегодные издержки	млн. руб.	119,1	110,1	128	127,4
3. Приведённые затраты	млн. руб.	278,5	252,8	309,4	306,1
То же	%%	110	100	122	121

Результаты выполненных технико-экономических расчётов показывают следующее:

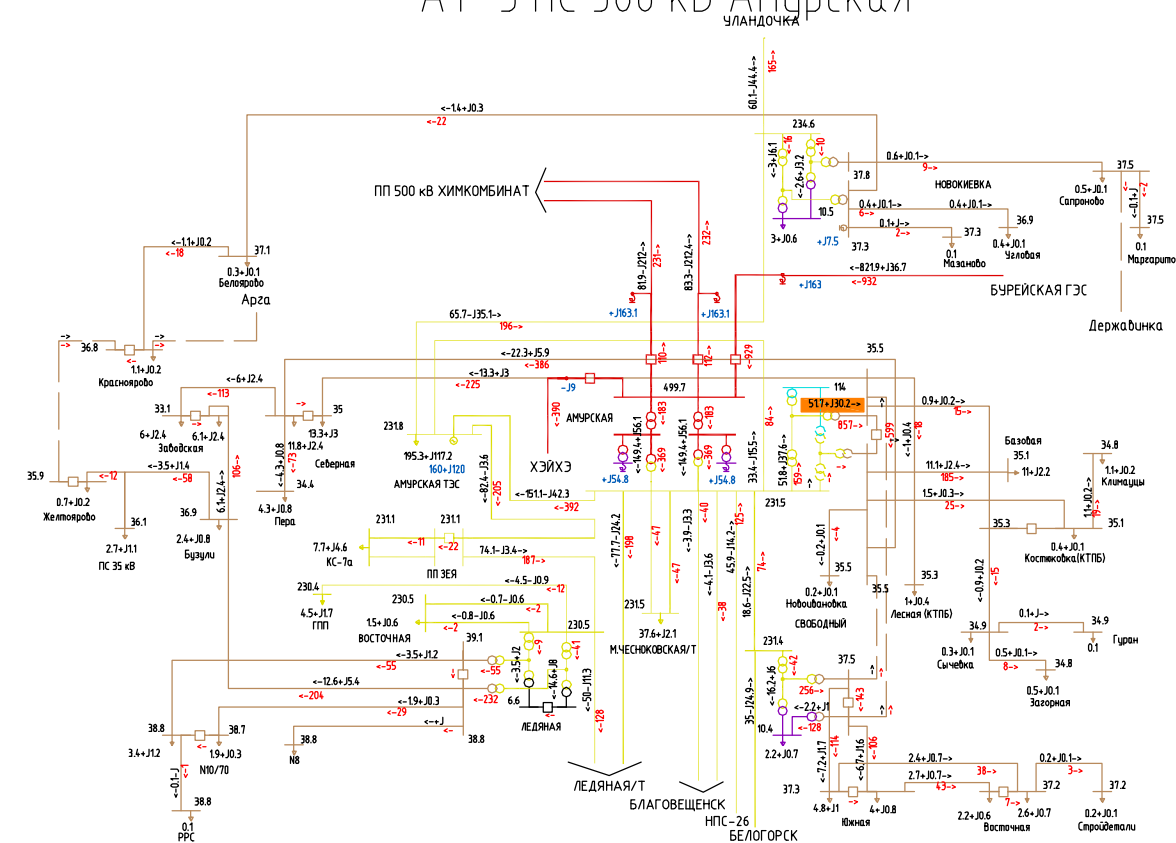
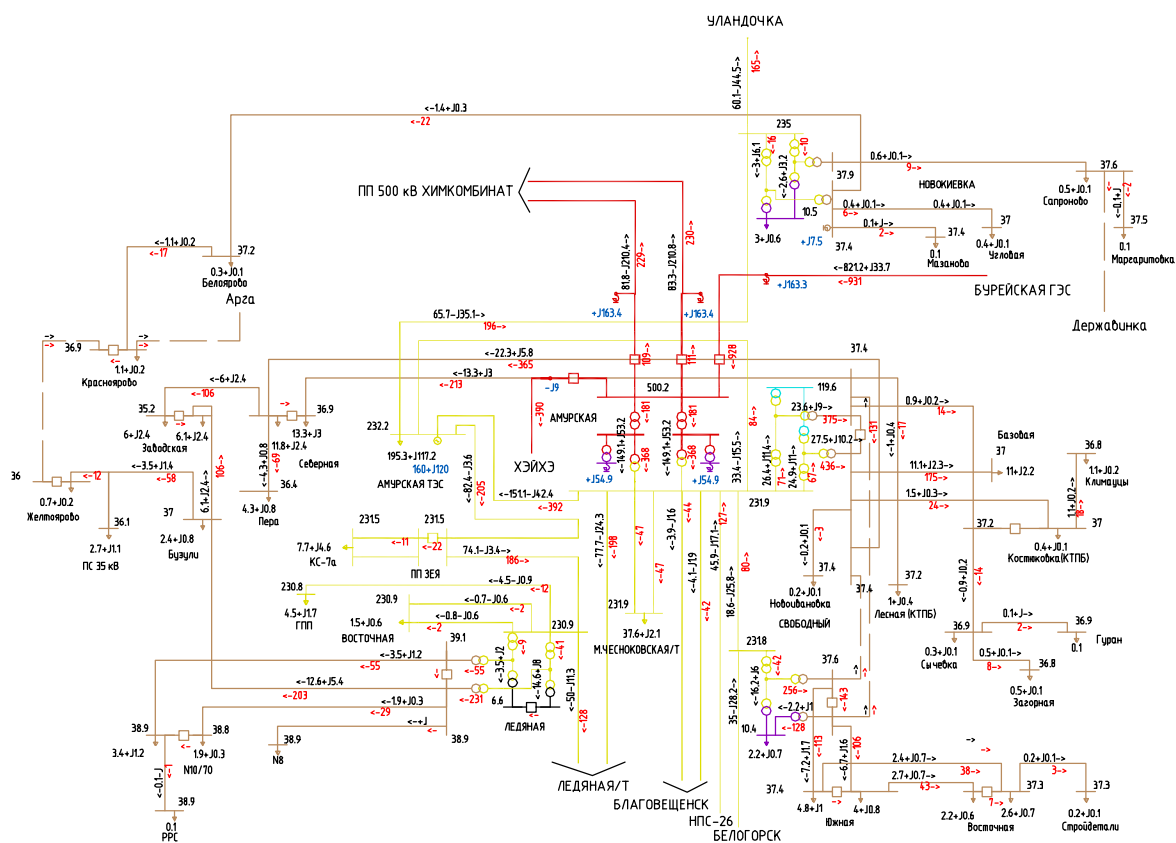
- **вариант 1** – более дорогостоящий, чем вариант 2, и предусматривает реконструкцию действующей ПС 35 кВ Северная, осуществление которой связано с определёнными трудностями;
- **вариант 2** требует меньших капиталовложений, ежегодных издержек и приведённых затрат, чем варианты 1, 3 и 4;
- **вариант 3** имеет следующие недостатки:
 - требует больше капиталовложений и более длительных сроков строительства объектов 220 кВ, чем в вариантах 1 и 2 при строительстве объектов 110 кВ;
 - приводит к неоптимальной загрузке сетей (резко снижается загрузка АТ-3 и АТ-4 на ПС 500 кВ Амурская - до 9 % от номинальной мощности, см. рис. 1 л. 3);
- **вариант 4** требует больше капиталовложений, чем варианты 1 и 2; осуществление варианта связано с большими трудностями, так как по данным филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока площадка ПС 500 кВ Амурская в существующих границах не позволяет выполнить замену АТ-3 и АТ-4 на большую мощность, возможность расширения площадки ПС также ограничена:
 - в вариантах 3 и 4 на ПС 35 кВ Северная требуется замена трансформаторов (2х16 на 2х25 МВА), которая не предлагается к осуществлению по указанным выше причинам (стр. 16-17).

Исходя из результатов выполненных проработок, к осуществлению предлагается вариант 2 с сооружением нового центра питания сетей 35 кВ города – ПС 110 кВ Новый ЦП (2х40 МВА) с двухцепной ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП, который более экономичен по сравнению с вариантами 1, 3, 4.

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного. Зимний максимум 2023 г.

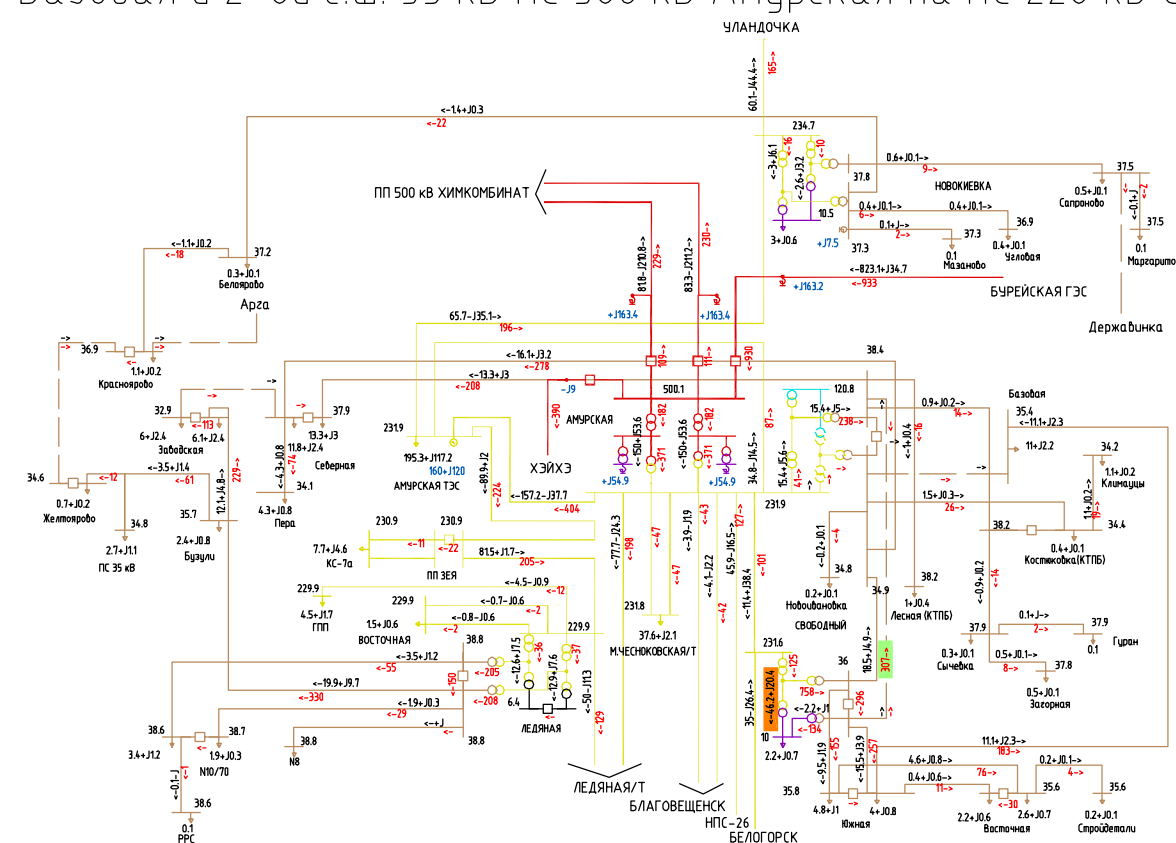
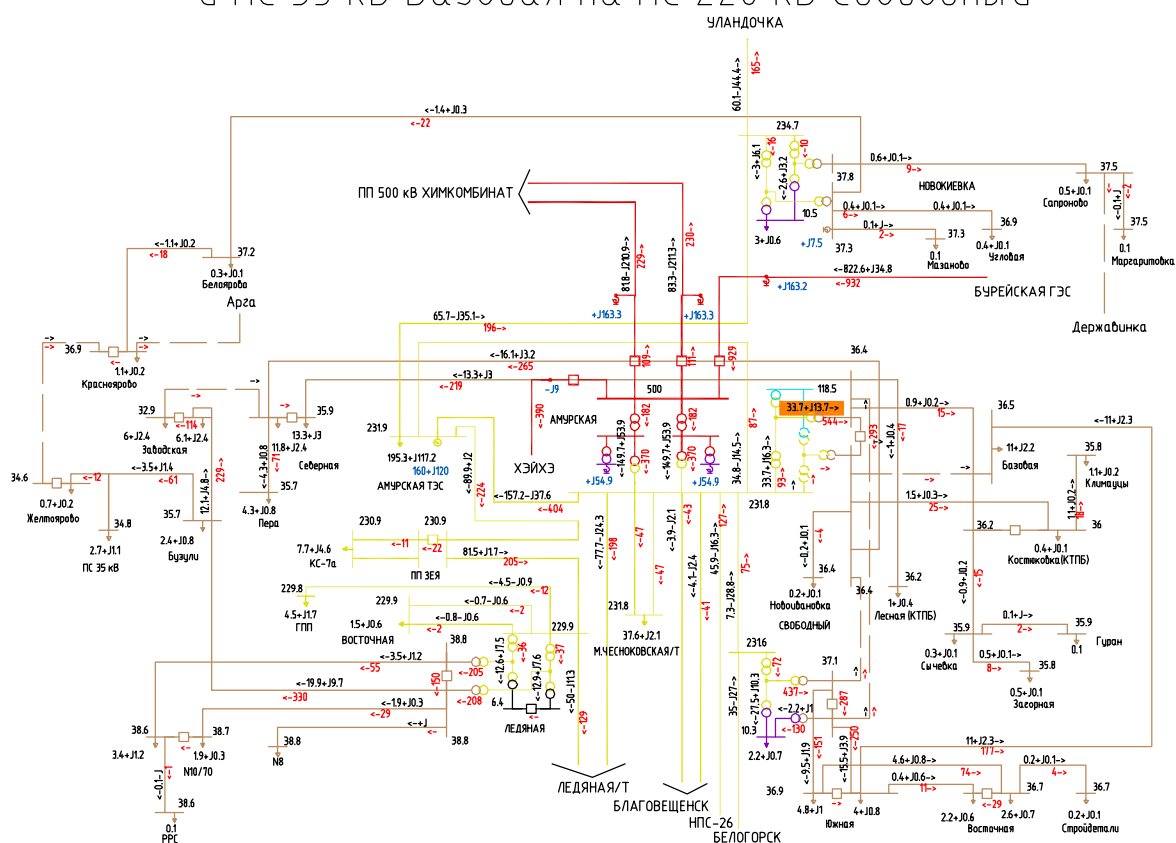
Нормальный режим

Единичный ремонтный режим отключения
АТ-3 ПС 500 кВ Амурская



Единичный ремонтный режим отключения АТ-3 ПС 500 кВ Амурская при переводе питания: ПС 35 кВ Заводская на ПС 220 кВ Ледяная и ПС 35 кВ Базовая на ПС 220 кВ Свободный

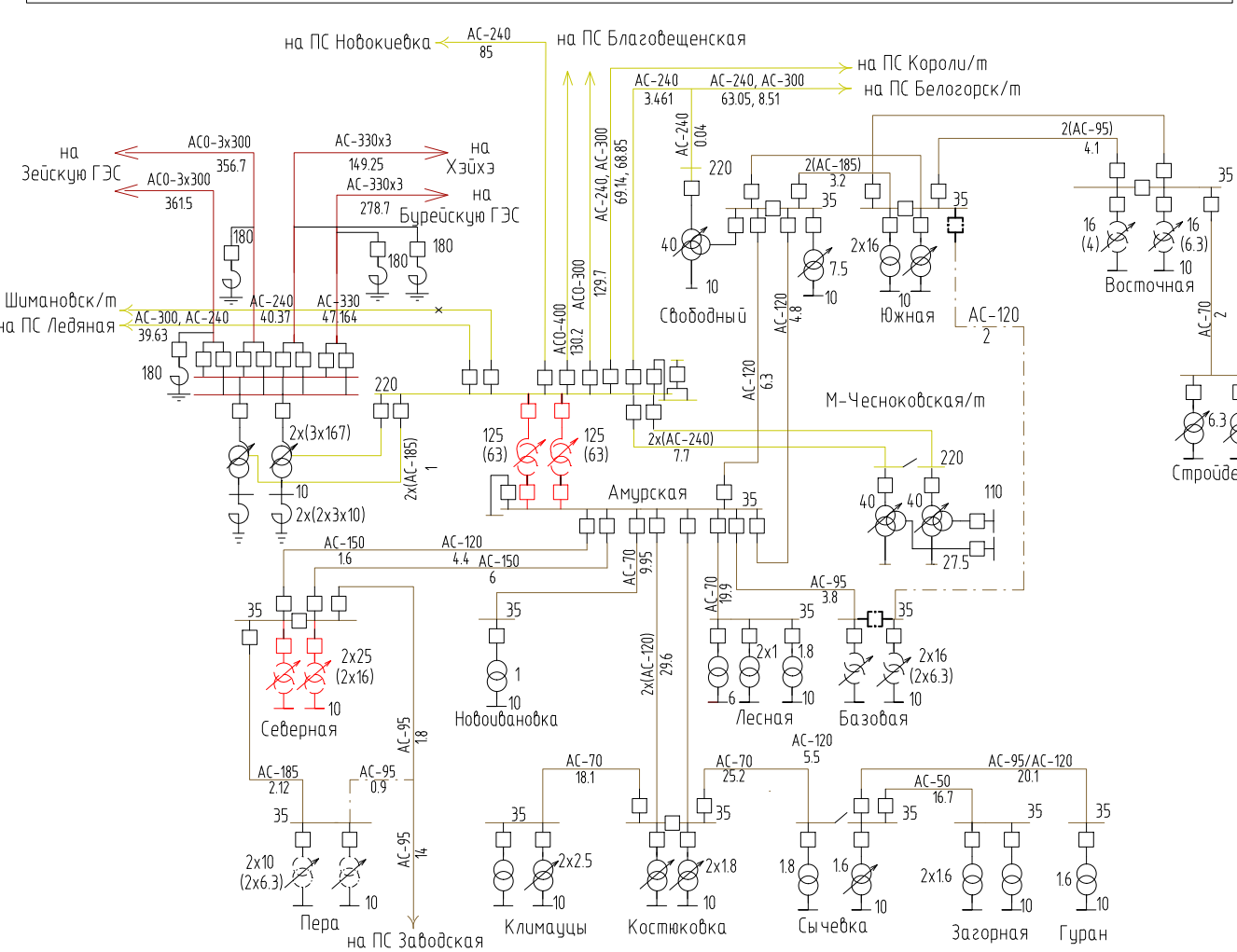
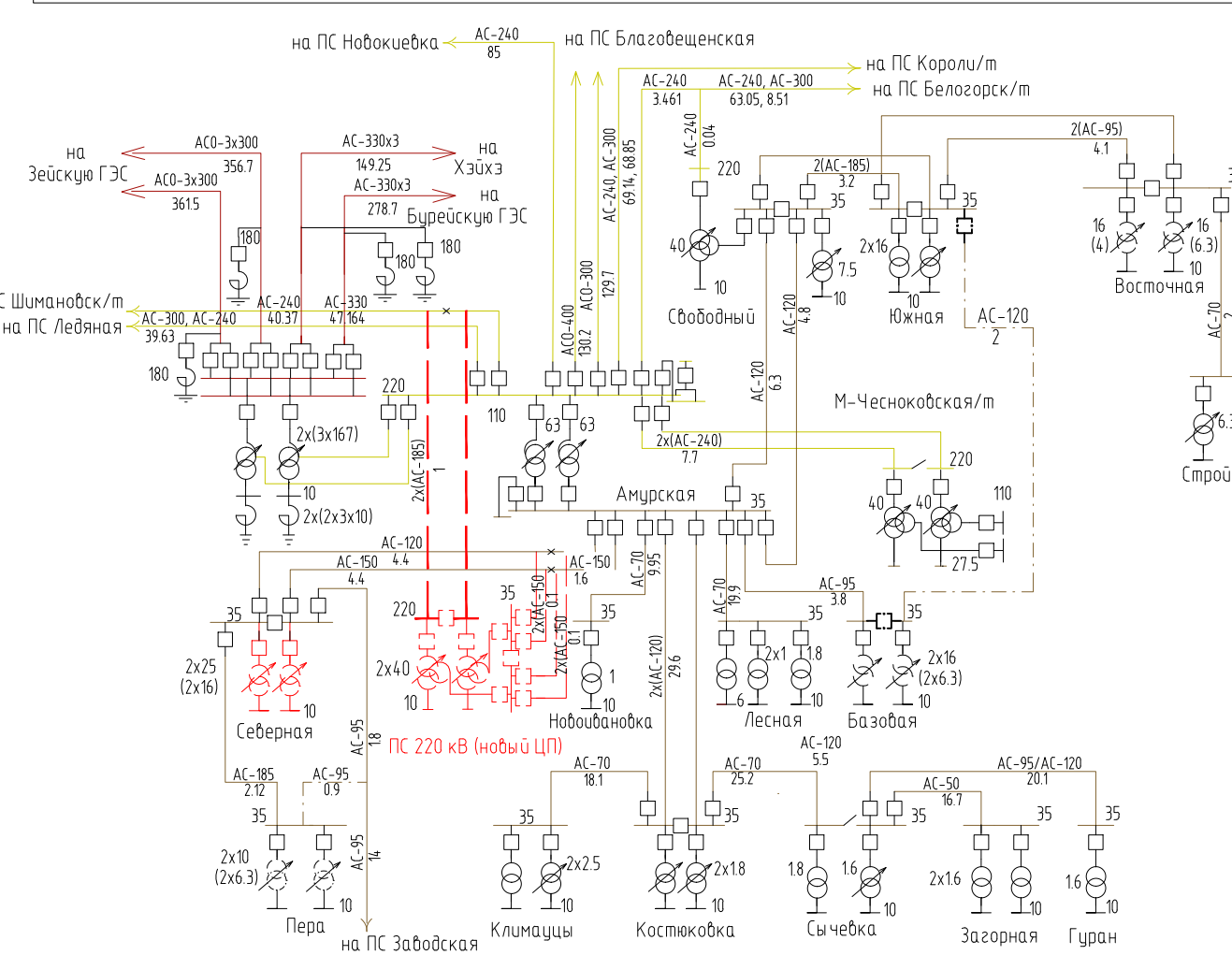
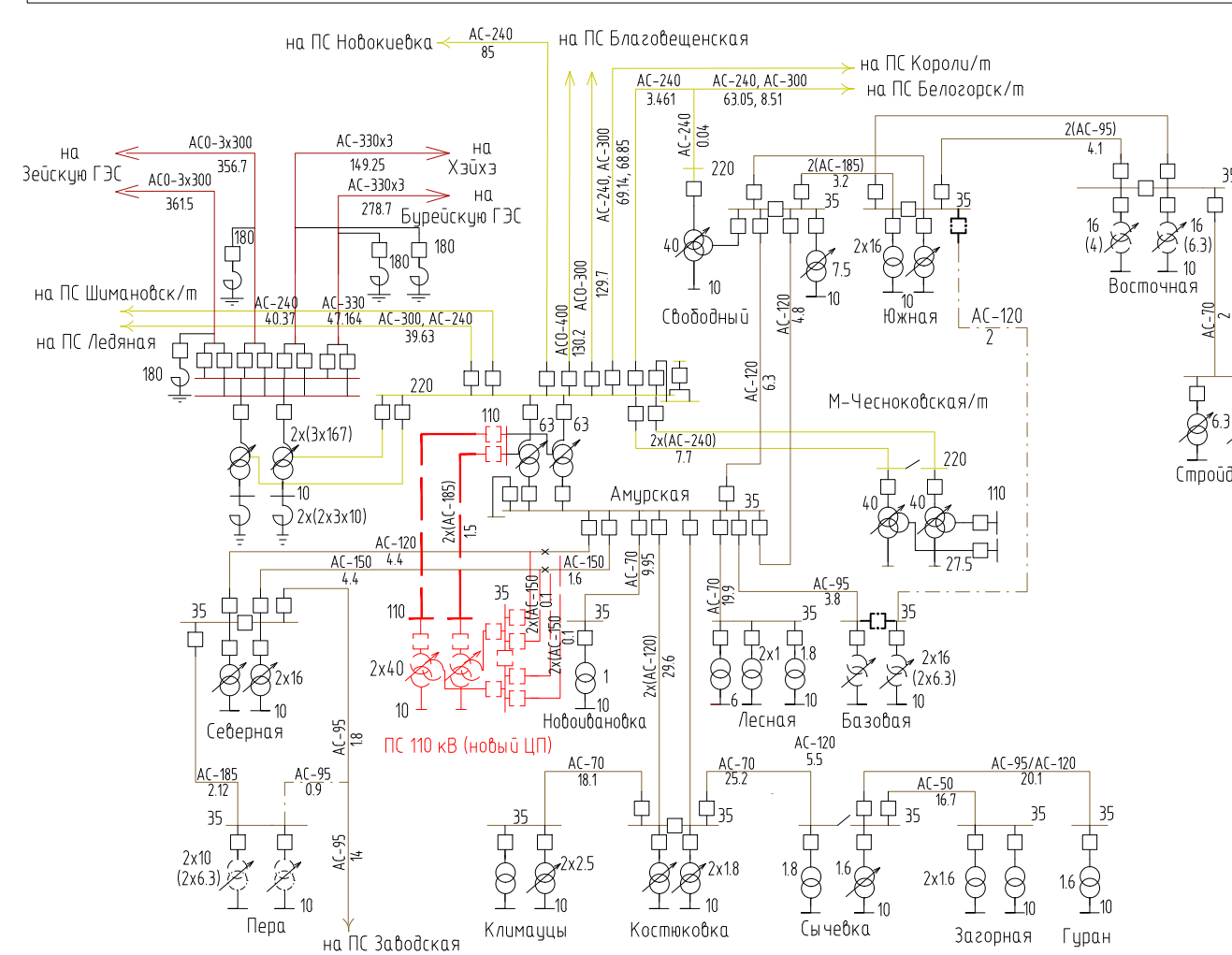
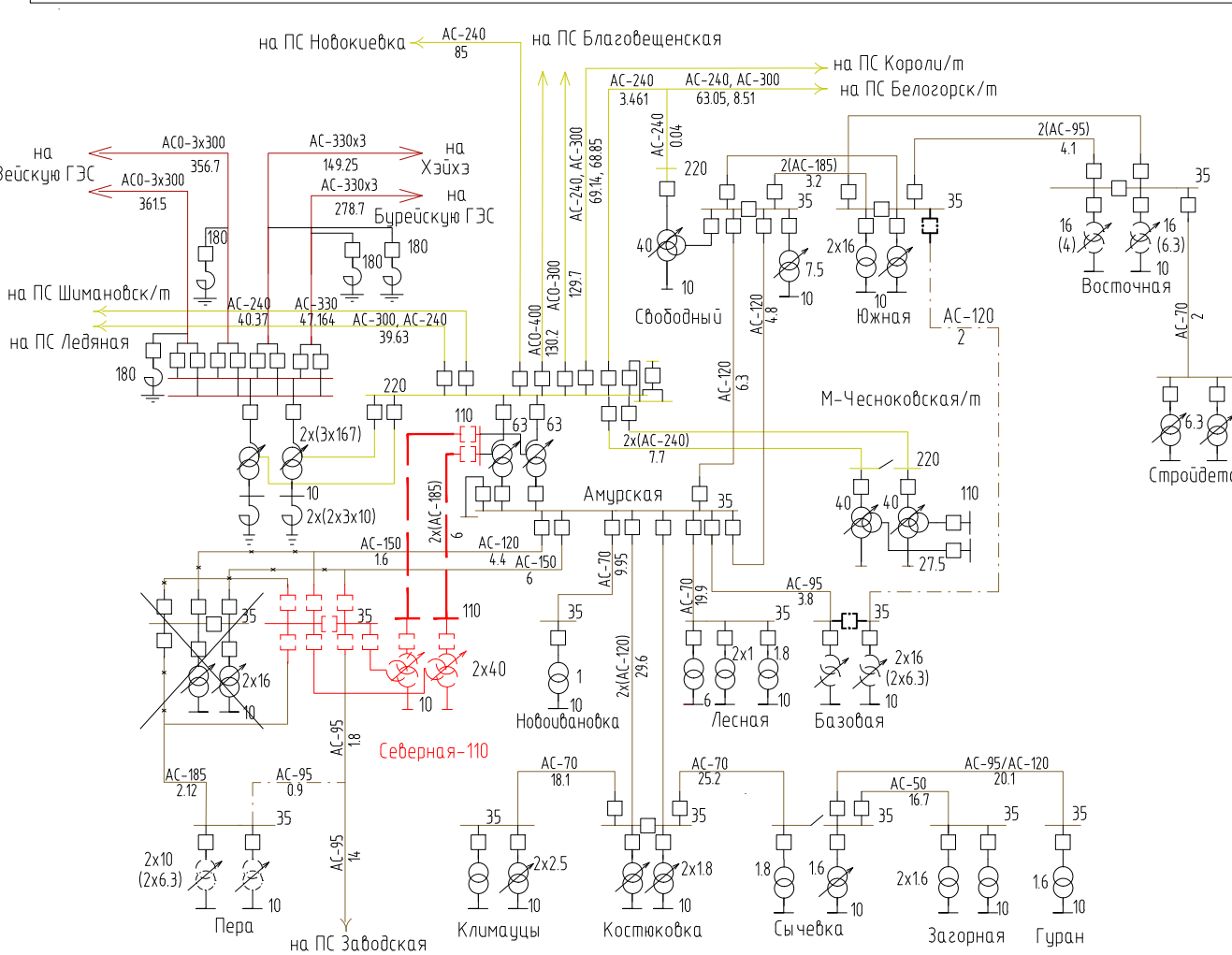
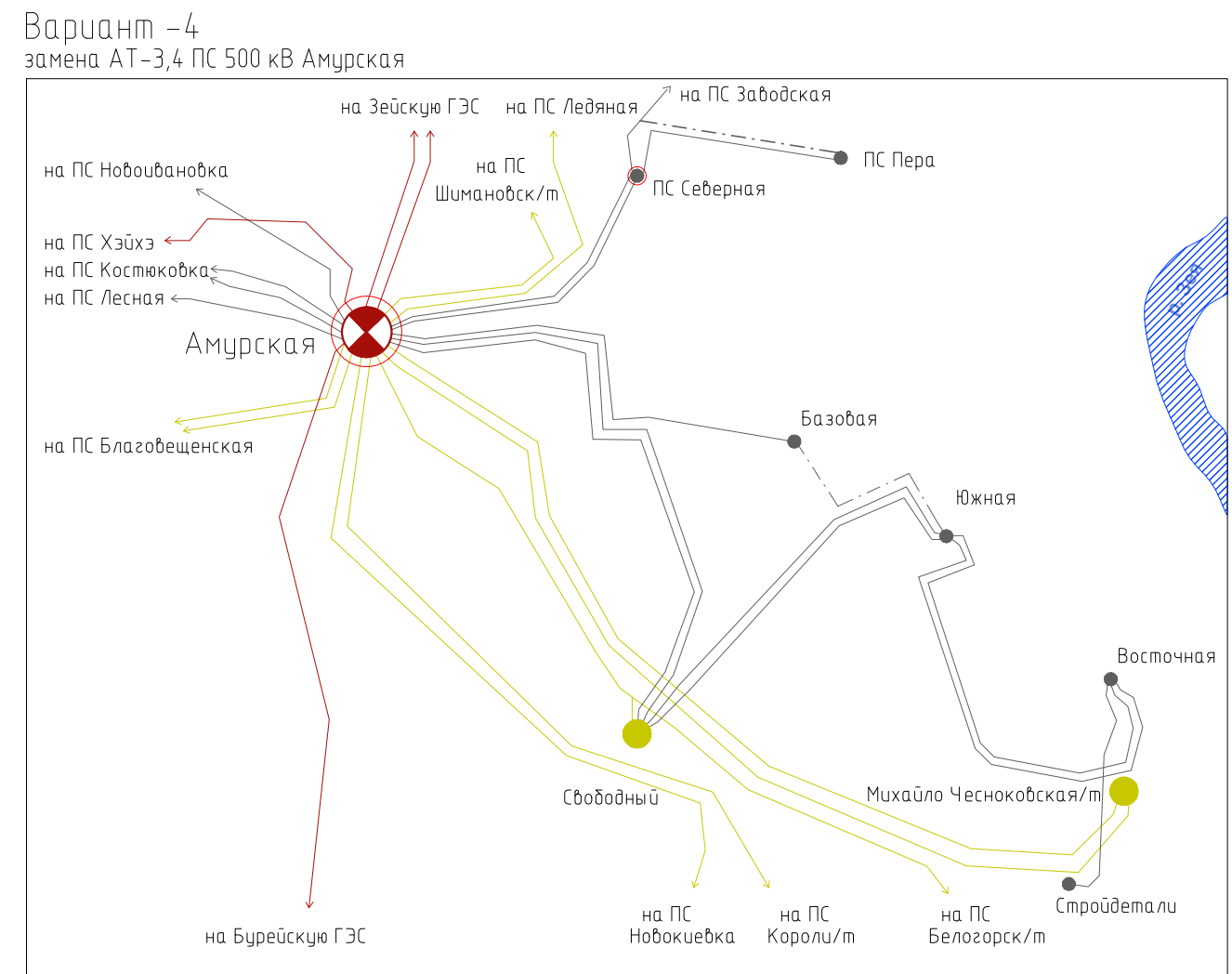
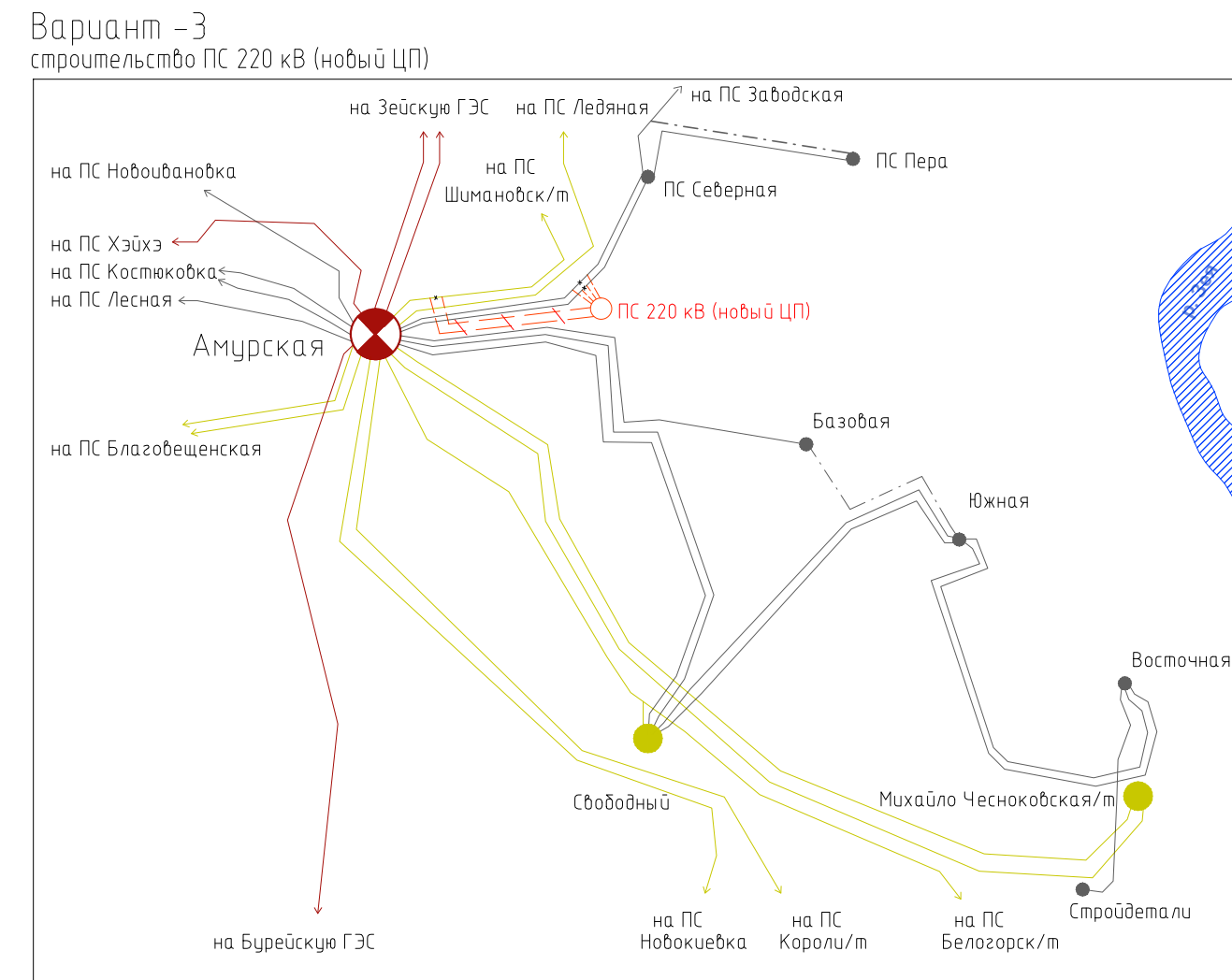
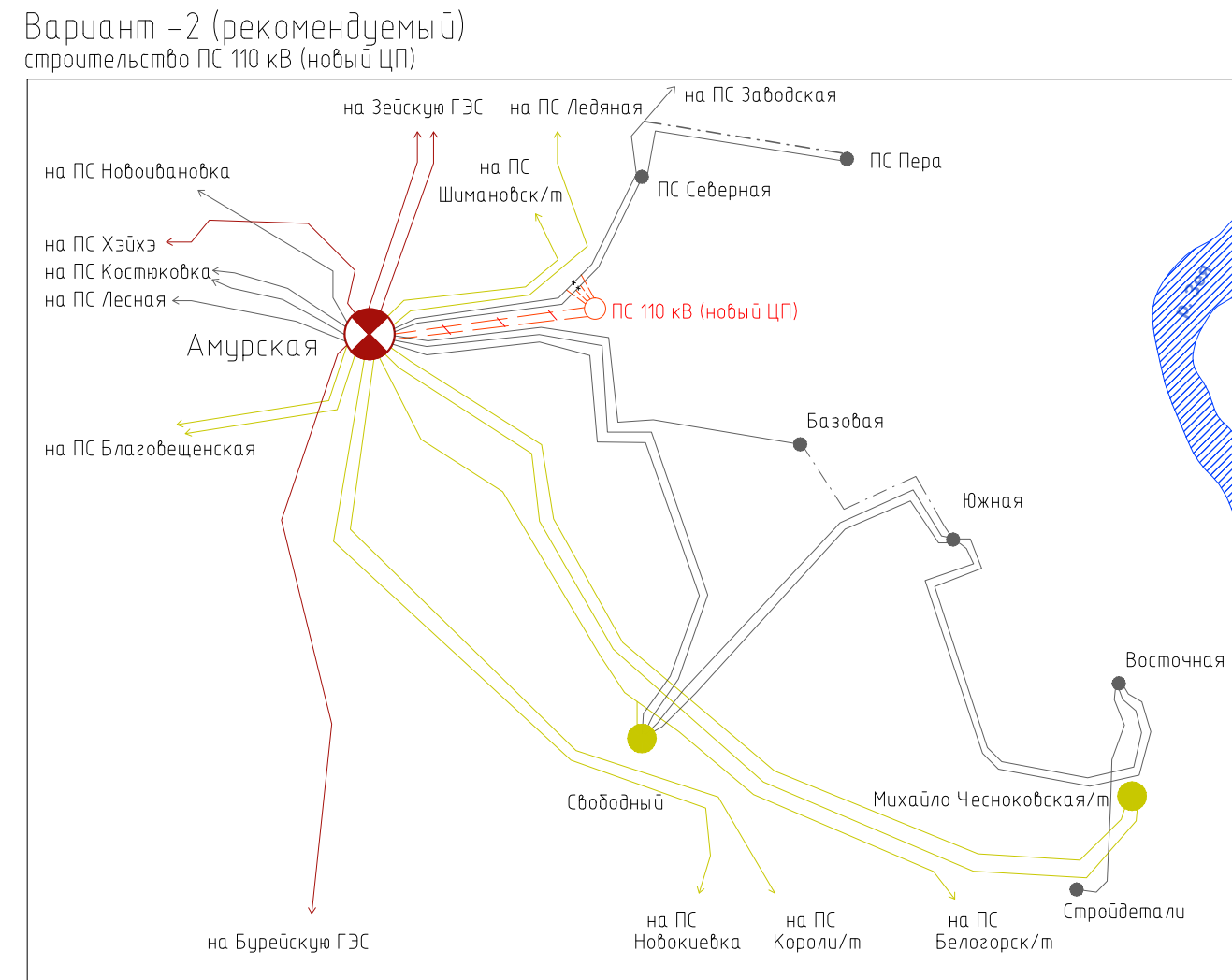
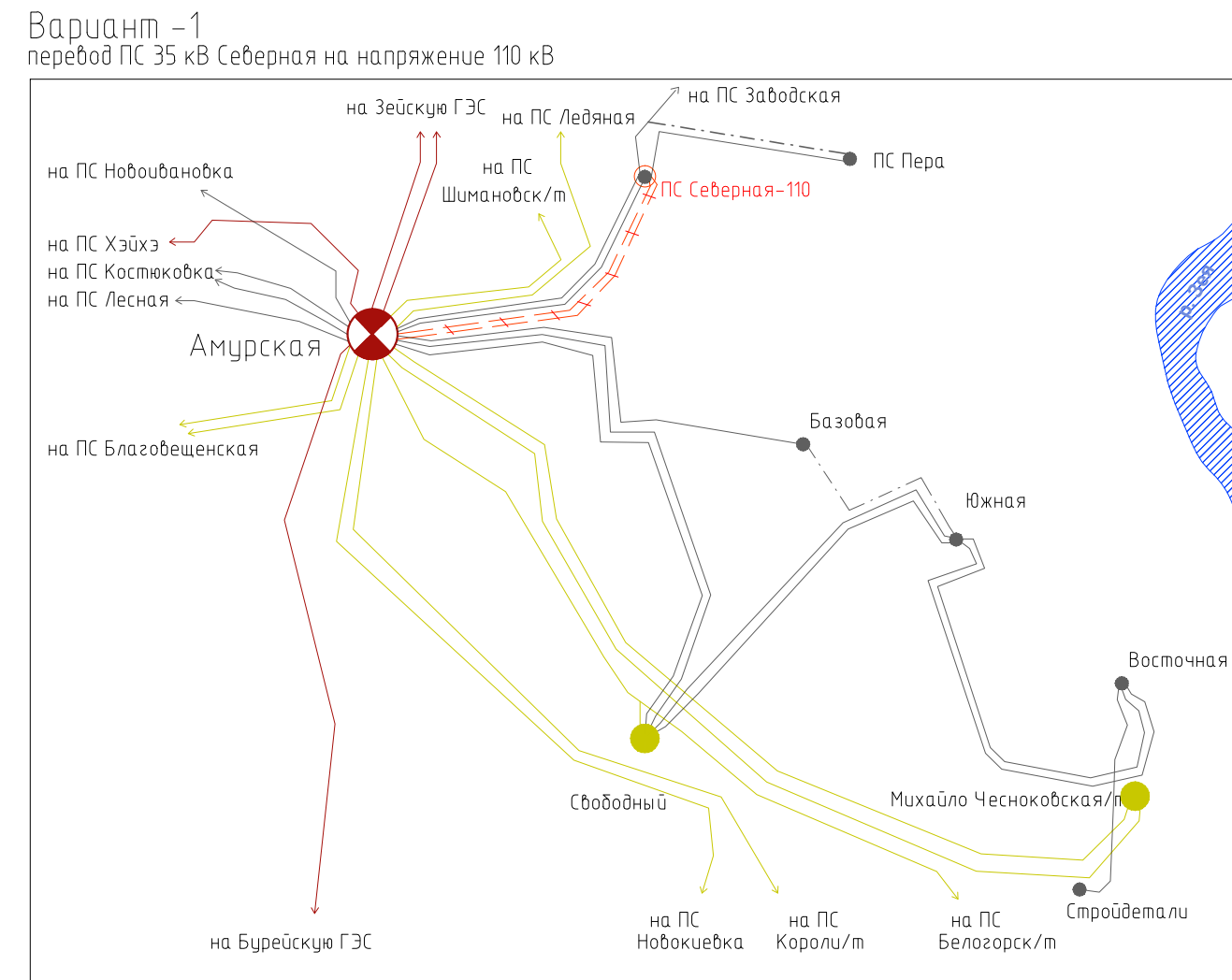
Единичный ремонтный режим отключения АТ-3 ПС 500 кВ Амурская при переводе питания: ПС 35 кВ Заводская на ПС 220 кВ Ледяная, ПС 35 кВ Базовая и 2-ой с.ш. 35 кВ ПС 500 кВ Амурская на ПС 220 кВ Свободный



ПРИМЕЧАНИЕ

- ←-M - загрузка трансформатора превышает длительно-допустимое значение
- ←-M - токвая загрузка ВЛ превышает длительно-допустимое значение оборудования

Рисунок 1 л. 1 – Результаты расчётов режимов работы электрических сетей 35-110 кВ г. Свободный, обосновывающие необходимость ввода нового ЦП



Результаты технико-экономического сравнения вариантов

№	Единица изм.	Стоимость ед.изм., млн. руб. (цены I кв. 2019г.)	Вариант 1 - перевод ПС 35 кВ Северная на напряжение 110 кВ		Вариант 2 - строительство ПС 110 кВ (новый ЦП)		Вариант 3 - строительство ПС 220 кВ (новый ЦП)		Вариант 4 - замена АТ-3,4 ПС 500 кВ Амурская	
			кол-во	общая стоимость, млн. руб. (цены I кв. 2019 г.)	кол-во	общая стоимость, млн. руб. (цены I кв. 2019 г.)	кол-во	общая стоимость, млн. руб. (цены I кв. 2019 г.)	кол-во	общая стоимость, млн. руб. (цены I кв. 2019 г.)
1. Капитальные вложения										
ВЛ 110 кВ Амурская-Северная (АС-185, 2л)	км	14,5	6	87,00						
ВЛ 110 кВ Амурская-Новый ЦП (АС-185, 2л)	км	14,5			1,5	21,75				
2х-цепные заходы ВЛ 35 кВ Амурская-Северная №1,2	км	10,4			0,1+0,1	2,08		0,1+0,1	2,08	
2х-цепные заходы ВЛ 220 кВ Амурская-Шманоовск/т отпайкой на ПС Ледяная/т в РУ 220 кВ ПС 220 кВ (Новый ЦП), (АС-330)	км	20,3						1+1	20,30	
Итого по ВЛ	млн.руб.			87,000		23,830		22,380		
перевод ПС 35 кВ Северная на напряжение 110 кВ, 2х40 МВА	шт.	825,0	1,0	825,03						
ПС 110 кВ (новый ЦП), 2х40 МВА	шт.	748,4			1,0	748,40				
строительство РУ 110 кВ на ПС 500 кВ Амурская с двумя линейными ячейками 110 кВ	шт.	416,6	1,0	416,60						
ПС 220 кВ (новый ЦП), 2х40 МВА	шт.	1257,3					1,00	1257,30		
замена АТ-3,4 2х63 МВА на 2х125 МВА	шт.									1,00
ПС 500 кВ Амурская с расширенным РУ 220 кВ	шт.	1257,0								1257,02
ПС 500 кВ Амурская на 2 лин. ячейки	шт.									
реконструкция ПС 35 кВ Северная с увеличением трансформаторной мощности (2х16 на 2х25 МВА)	шт.	232,3					1,00	232,30	1,00	232,30
Итого по ПС	млн.руб.			1241,6		1165,0		1489,6		1489,3
Всего капиталовложений	млн.руб.			1328,630		1188,830		1511,980		1489,320
2. Ежегодные издержки										
Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, в т. ч.:										
ВЛ (2,8 %)	млн.руб.			2,44		0,7		0,6		
ПС 110 кВ (9,4 %)	млн.руб.			116,7		109,5		21,8		21,8
ПС 220 кВ (8,4 %)	млн.руб.			105,6				105,6		105,6
Всего ежегодные издержки	млн.руб.			119,1		110,1		128,0		127,4
3. Приведенные затраты										
ИТ	млн.руб.			119,1		110,1		128,0		127,4
Е и Кт	млн.руб.			159,4		142,7		181,4		178,7
Е и Кт+Ит	млн.руб.			278,5		252,8		309,4		306,1
То же в %				110		100		122		121

- ПРИМЕЧАНИЯ:**
- При расчете капиталовложений в электросети объекты были использованы: Стандарт организации ОАО "ФСК ЕЭС" (СТО 5694.7007-29.240.014-2008) "Угруппированные показатели стоимости сооружения" (реконструкция) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ электрических сетей", 2013г.; Капитальные будут уточнены в проекте.
 - На схемах сплошными линиями показаны электросетевые объекты существующие на 1.01.2019г., пунктирными - намеченные к вводу до 2023 г., штрих-пунктирными в период 2024 - 2028г.г.
 - Элементы сети, входящие в технико-экономическое сравнение, выделены красным цветом. Одни и те же элементы повторяющиеся во всех вариантах не учитываются.
 - Длины линий приведены в км, напряжение - в кВ, мощности трансформаторов - в МВА, мощности реакторов- в Мвар.
 - Схемы подстанций показаны упрощенно.

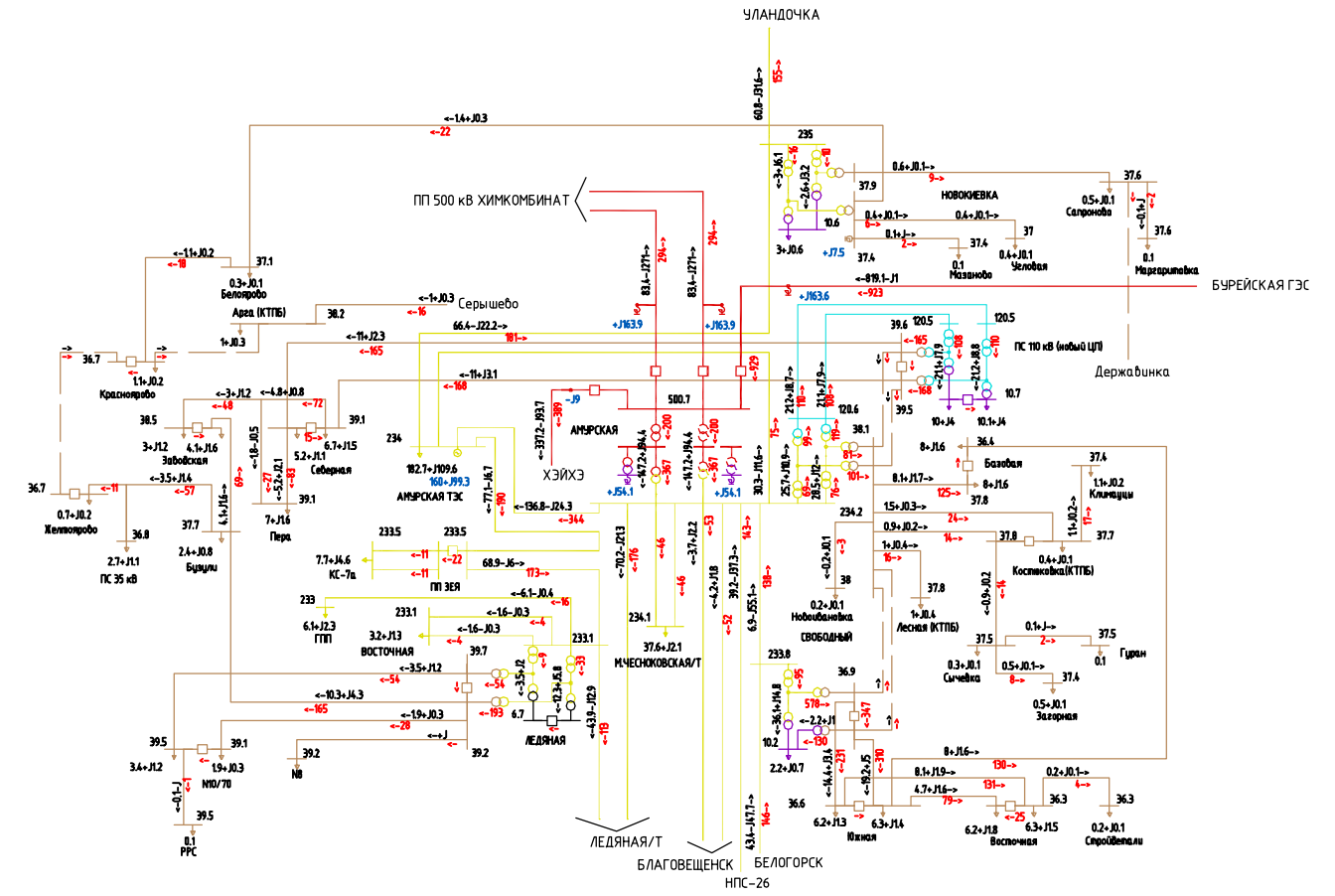
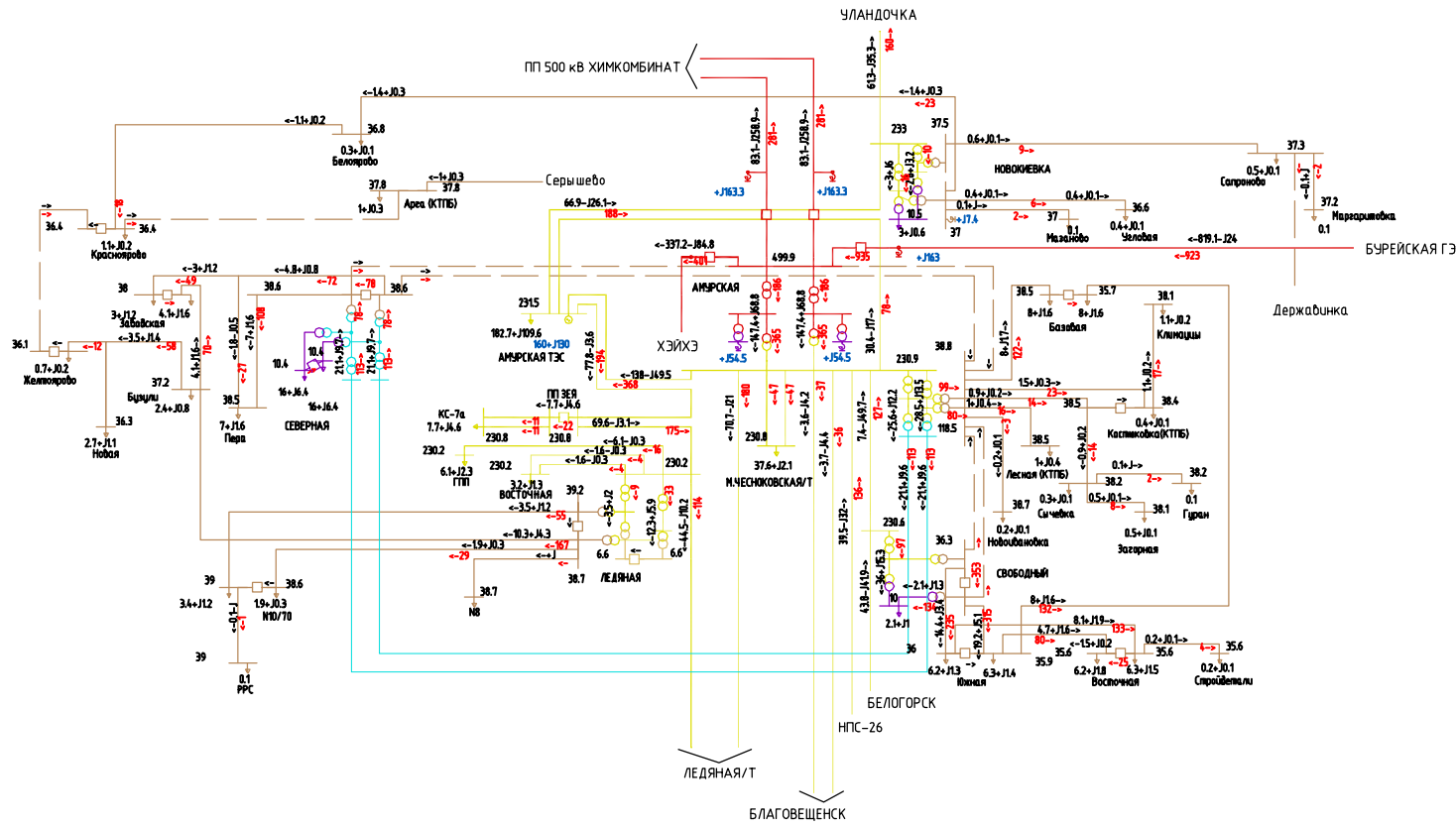
Рисунок 1 л. 2 – Результаты сравнения вариантов схемы усиления электрических сетей 35-110 кВ г. Свободный

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного. Зимний максимум 2028 г.

Нормальные режимы.

Вариант -2 (рекомендуемый) – строительство ПС 110 кВ (новый ЦП)

Вариант -1 – перевод ПС 35 кВ Северная на напряжение 110 кВ



Вариант -3 – строительство ПС 220 кВ (новый ЦП)

Вариант -4 – замена АТ-3,4 ПС 500 кВ Амурская

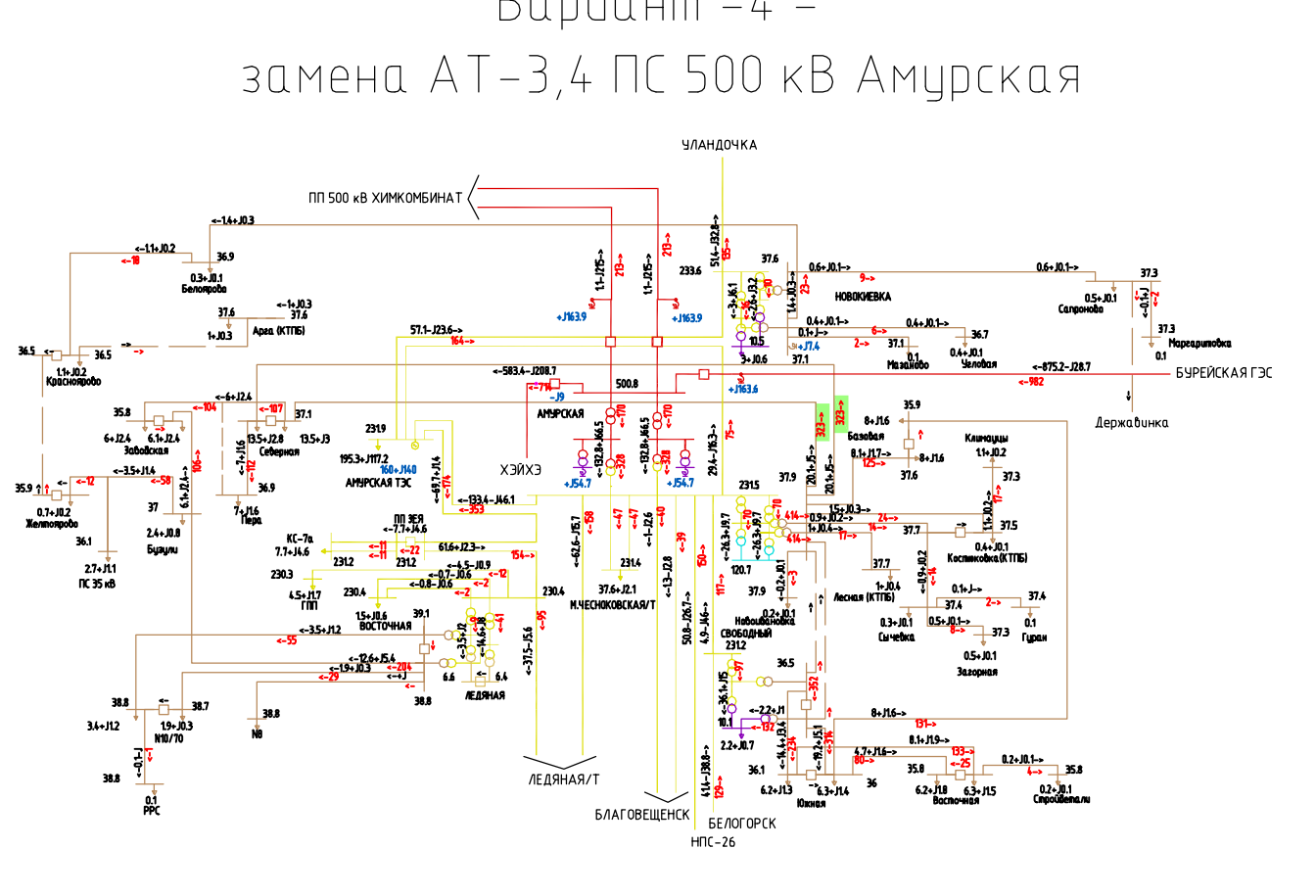
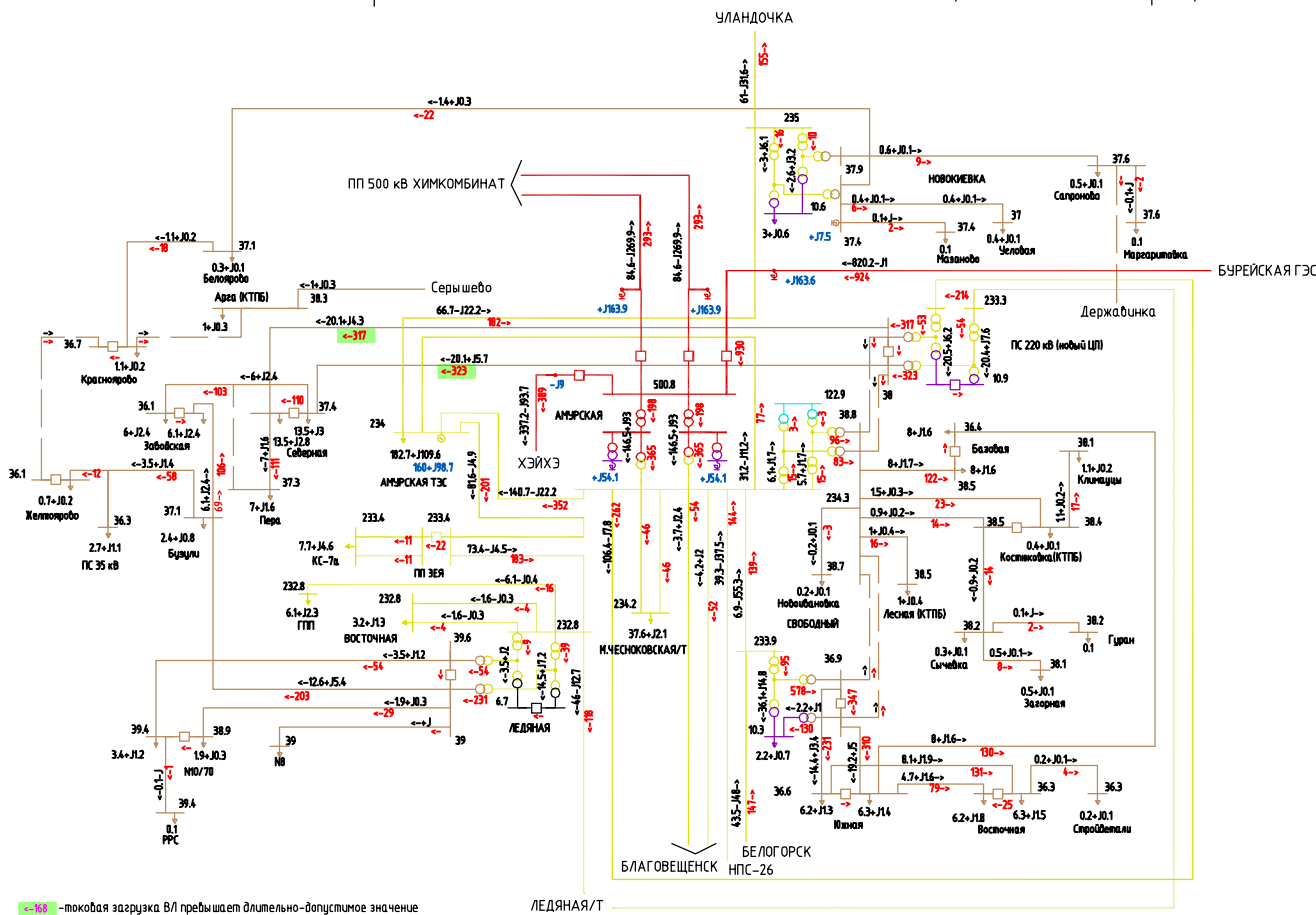


Рисунок 1 л. 3 – Результаты расчётов режимов работы электрических сетей для двух вариантов усиления электрической сети г. Свободный

2. Увеличение трансформаторной мощности на 3-х ПС 35 кВ

На ПС 35 кВ: Базовая, Восточная, Пера требуется реконструкция с увеличением трансформаторной мощности для обеспечения намечаемого прироста нагрузки и электроснабжения потребителей, питающихся от этих ПС, без ограничений в нормальных и послеаварийных режимах.

Мощность трансформаторов, установка которых предлагается на реконструируемых ПС 35 кВ: Базовая, Восточная, Пера, и сроки реконструкции приведены ниже в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Реконструкция ПС 35 кВ г. Свободный в период до 2028 г.

№	Наименование ПС 35 кВ:	Год ввода	Проектные показатели, шт.хМВА:	Основное назначение объекта
			Замена:	
1	- Базовая	2023	- 2х6,3 на 2х16	Увеличение пропускной способности ПС для присоединения новых потребителей
2	- Восточная	2028	- 6,3+4 на 2х16	
3	- Пера	2028	- 2х6,3 на 2х10	

Выполненные расчёты показывают, что трансформаторы, предлагаемые к установке на ПС 35 кВ Базовая в 2023 г., а на ПС 35 кВ Пера и на ПС 35 кВ Восточная – в 2028 г. обеспечивают электроснабжение питающихся от этих ПС потребителей без ограничений в нормальных и послеаварийных режимах (см. подраздел 5.1 стр. 34-35).

Следует отметить, что возможность расширения площадки ПС 35 кВ Базовая ограничена и реализация замены трансформаторов (2х6,3 МВА на 2х16 МВА) связана с определёнными сложностями. Если решение по требуемому расширению ПС 35 кВ Базовая не будет найдено при конкретном проектировании, возможен вариант замены трансформаторов на 2х10 МВА (рассмотрен в «Схеме-2018») с переводом части нагрузки на ПС 110 кВ Новый ЦП.

3. Обеспечение второго питания ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера

ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера питаются по одноцепным тупиковым ВЛ 35 кВ, отключение которых приводит к перерыву электроснабжения потребителей этих ПС.

В «Схеме-2018» рассматривалось усиление схемы подключения этих ПС к сети 35 кВ г. Свободный путём ввода двух ЛЭП 35 кВ:

- ВЛ 35 кВ Южная – Базовая для обеспечения второго питания ПС 35 кВ Базовая;
- ВЛ 35 кВ Восточная – Пера (в обход городской застройки) для создания второго питания ПС 35 кВ Пера и кольца ВЛ 35 кВ.

Следует отметить, что при принятых в «Схеме-2018» уровнях нагрузок, необходимость ввода ВЛ 35 кВ Южная – Базовая и ВЛ 35 кВ Восточная – Пера не подтверждалась расчётами экономической эффективности в рассмотренный период до 2025 г.

Выполненные проработки показывают, что нагрузки на ПС 35 кВ Базовая и на ПС 35 кВ Пера возросли относительно принятых в «Схеме-2018» и составляют по годам (МВт):

	2025 г. («Схема 2018»)	2023 г.	2028 г.
ПС 35 кВ Базовая	9,3	11	16
ПС 35 кВ Пера	4,2	4,3	7,0

При уточнённых в настоящей работе в сторону увеличения уровнях нагрузок, отключение единственных ВЛ 35 кВ, связывающих ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера с сетями ЭС, приводит к ограничению нагрузки потребителей, питающихся от этих ПС, на

величину **16** МВт и **7** МВт соответственно на уровне 2028 г. При этом суммарная величина ограничений нагрузки ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера в послеаварийных режимах возросла на 9,5 МВт по сравнению со «Схемой-2018».

Величина ограничений нагрузки потребителей, питающихся от рассматриваемых ПС 35 кВ, в 2023 г. увеличилась не значительно по сравнению с уровнем 2025 г., принятым в «Схеме-2018».

Учитывая это, ниже рассмотрены возможные варианты усиления сети 35 кВ для создания второго питания ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера на уровне 2028 г., дана оценка их технико-экономических показателей при уточнённых исходных данных (уровнях электропотребления, максимума нагрузки, стоимости электросетевого строительства и др.).

Вариант 1 (предложен в «Схеме-2018») – с сооружением двух ВЛ 35 кВ:

- ВЛ 35 кВ Южная – Базовая и ВЛ 35 кВ Восточная – Пера;

Вариант 2 (предложен АО «ДРСК») - с сооружением двух ВЛ 35 кВ:

- ВЛ 35 кВ Южная – Базовая (аналогично варианту 1);

- одноцепной отпайки (1 км) на ПС 35 кВ Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская (без установки дополнительных ячеек 35 кВ). При этом для обеспечения питания ПС 35 кВ Пера с разных секций шин ПС 35 кВ Северная предлагается перевод одной из линейных ячеек (ВЛ 35 кВ Северная – Заводская или ВЛ 35 кВ Северная – Пера) на другую секцию шин 35 кВ.

Вариант 3 (дополнительно рассмотрен в настоящей работе) - с сооружением одной ВЛ 35 кВ Базовая – Пера, которая обеспечивает второе питание и ПС 35 кВ Пера и ПС 35 кВ Базовая.

Вариант 1 имеет следующие преимущества по сравнению с вариантом 3 (данные АО «ДРСК»):

- выполнена проектная документация: по ВЛ 35 кВ Южная – Базовая; по реконструкции ОРУ 35 кВ: ПС 35 кВ Южная и ПС 35 кВ Базовая для захода ВЛ 35 кВ Южная – Базовая, кроме того, на ПС 35 кВ Южная выполнены монтажные работы для подключения ВЛ с элегазовой ячейкой;

- ввод ВЛ 35 кВ Южная – Базовая и ВЛ 35 кВ Восточная – Пера позволит создать кольцо сети 35 кВ, выполнять работы по ремонту и реконструкции двухцепных ВЛ 35 кВ Свободный – Южная и ВЛ 35 кВ Южная – Восточная без ограничения потребителей.

Вариант 2 требует минимальный (по сравнению с вариантами 1 и 3) объём электросетевого строительства и капиталовложений для обеспечения второго питания ПС 35 кВ Пера. При этом вариант 2 (в отличие от варианта 1) не предусматривает создание кольца сети 35 кВ и не позволит осуществлять работы по ремонту и реконструкции двухцепной ВЛ 35 кВ Южная – Восточная без ограничения потребителей.

Осуществление **варианта 3** (с сооружением одной ЛЭП) связано со сложностью прохождения участка трассы ЛЭП 35 кВ Базовая – Пера в условиях городской застройки.

Исходя из места размещения ПС 35 кВ Базовая, которая располагается практически в центре города, часть трассы ЛЭП 35 кВ Базовая – Пера ($\approx 1,5$ км) пройдёт в пределах городской застройки с пересечением Транссибирской ж.д. магистрали, что требует кабельного исполнения этого участка и приводит к удорожанию ЛЭП.

Объём электросетевого строительства и капиталовложений, требуемых для осуществления рассмотренных вариантов составляет:

Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
	Длина, км, яч., шт.	Капитало вложения, млн.руб.	Длина, км яч., шт.	Капитало вложения, млн.руб.	Длина, км, яч., шт.	Капитало вложения, млн.руб.
ВЛ 35 кВ :						
- Южная – Базовая	2	16	2	16		
- Восточная – Пера	12,5	100	-	-		
- Базовая – Пера	-	-	-	-	5,5 - ВЛ 1,5 - КЛ	44 36
отпайка на ПС Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская	-	-	1	8	-	-
Линейные ячейки 35 кВ с выключателем	3	76,5	1	25,5	2	51
Всего капвложений		192,5		49,5		131
в т.ч.: - в ВЛ Южная – Базовая с яч.		41,5				
- в ВЛ Восточная – Пера с яч.		151				

Результаты расчётов режимов работы электрических сетей 35-110 кВ города Свободный для рассмотренных вариантов усиления сети с созданием второго питания ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера приведены ниже на рисунке 2.

Приведённые выше технико-экономические данные по рассмотренным вариантам показывают следующее:

- Вариант 2 - самый экономичный, так как второе питание ПС 35 кВ Пера обеспечивается путём сооружения короткой отпайки (≈ 1 км) без затрат на установку ячеек;
- Вариант 3 с сооружением одной ВЛ 35 кВ Базовая – Пера требует меньшего электросетевого строительства и в 1,5 раз меньше капиталовложений, чем вариант 1 с сооружением двух ВЛ. Следует отметить, что в сооружение ВЛ 35 кВ Южная – Базовая, по которой выполнены проектные работы и часть монтажных работ, требуется значительно меньше капиталовложений, чем в сооружение ЛЭП Базовая – Пера (в 3,2 раз) и в сооружение ВЛ 35 кВ Восточная – Пера (в 3,6 раз).

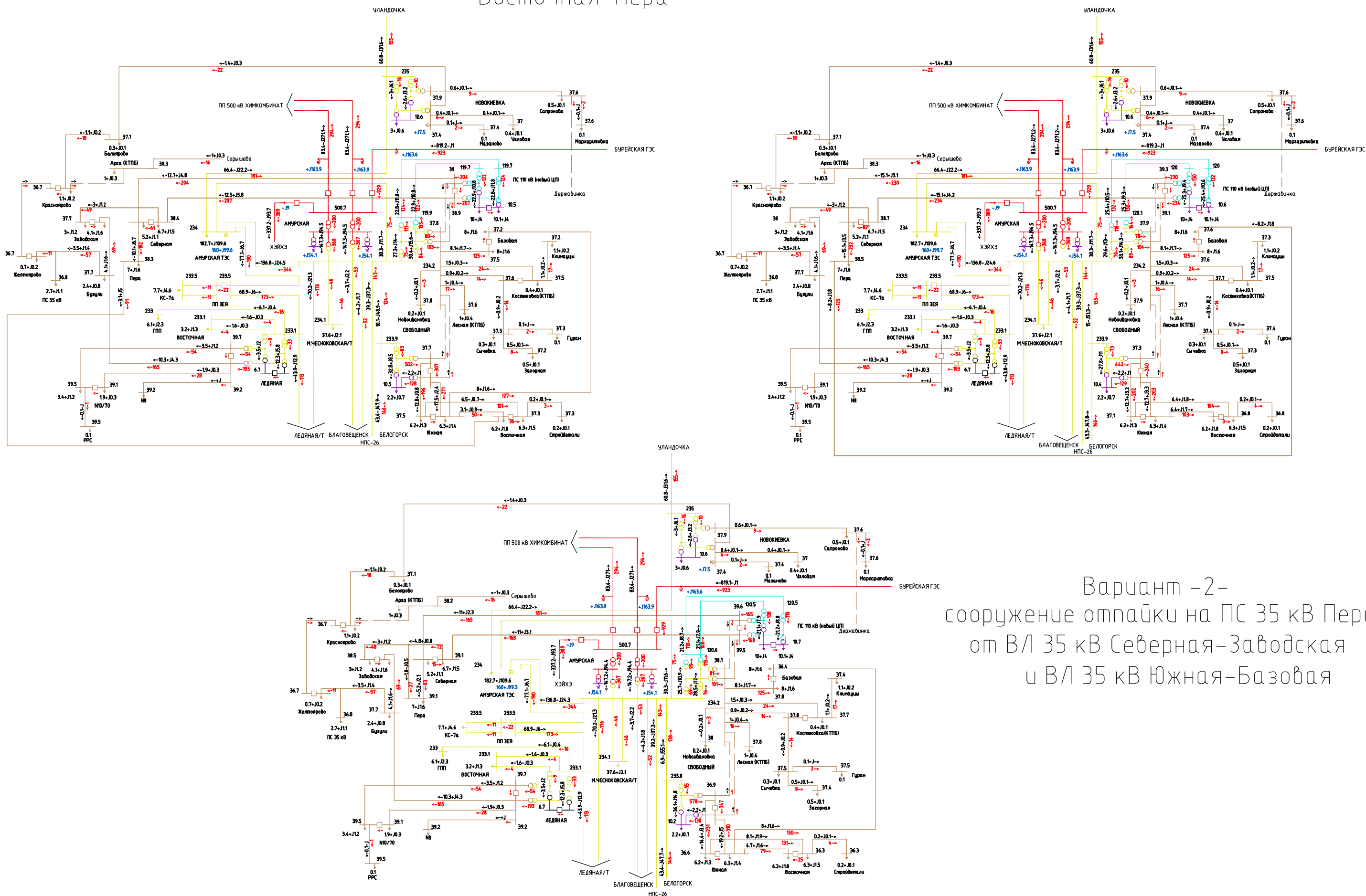
Учитывая результаты выполненных проработок, рекомендуется сооружение ВЛ 35 кВ Южная – Базовая для обеспечения второго питания ПС 35 кВ Базовая и одноцепной отпайки на ПС 35 кВ Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская для обеспечения второго питания ПС 35 кВ Пера к 2028 г.

Расчёты экономической эффективности, результаты которых приведены ниже в разделе 4, показывают, что затраты в сооружение ВЛ 35 кВ Южная – Базовая и в сооружение одноцепной отпайки на ПС 35 кВ Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская окупаются (при существующих показателях надёжности и заданной стоимости ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям в послеаварийных режимах).

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Зимний максимум 2028 г. Нормальные режимы.

Вариант -1 – сооружение двух ВЛ 35 кВ Южная-Базовая и
Восточная-Пера

Вариант -3- сооружение одной ВЛ 35 кВ Базовая-Пера



Вариант -2-
сооружение отпайки на ПС 35 кВ Пера
от ВЛ 35 кВ Северная-Заводская
и ВЛ 35 кВ Южная-Базовая

Рисунок 2 – Результаты расчётов режимов работы электрических сетей 35-110 кВ г. Свободный для рассмотренных вариантов усиления сети с созданием второго питания ПС 35 кВ: Базовая и Пера

4. Оценка экономической эффективности сооружения электросетевых объектов 35-110 кВ

Оценка экономической эффективности сооружения электросетевых объектов выполняется по критерию общественной (социально-экономической) эффективности, который отражает интересы всех потребителей электроэнергии.

Для расчёта эффективности сооружения электросетевых объектов затраты по проекту сопоставляются с получаемым системным эффектом.

Системный эффект представляет собой суммарное снижение затрат, получаемое от сооружения обосновываемого электросетевого объекта.

В общем случае системный эффект состоит в снижении затрат на вводы мощности на электростанциях (мощностной эффект), на топливо для выработки электроэнергии, в повышении надёжности работы энергосистемы (снижение системного ущерба от перерыва электроснабжения).

К критериям экономической эффективности относятся:

- **ЧДД** (чистый дисконтированный доход), который находится как разность между дисконтированным системным эффектом (доходом) и дисконтированными затратами;

- **ИД** (индекс доходности) представляет собой отношение дисконтированного системного эффекта к дисконтированным затратам;

- **ВНД** (внутренняя норма доходности) – ставка дисконтирования, при которой ЧДД равен нулю;

- **Т** (срок окупаемости капложений) – год, в котором разность между дисконтированным системным эффектом (доходом) и дисконтированными затратами становится положительной и остаётся таковой до конца рассматриваемого периода.

Проект эффективен, если ЧДД положителен, $ИД > 1$, а ВНД больше требуемой нормы дохода.

В настоящем разделе выполнена оценка экономической эффективности капиталовложений в сооружение электросетевых объектов, рекомендуемых для усиления схемы сетей г. Свободный при намечаемом росте нагрузки города:

- в ПС 110 кВ Новый ЦП с двухцепной ВЛ 110 кВ Амурская - Новый ЦП (вариант, рекомендуемый к осуществлению по результатам технико-экономического сравнения в разделе 3);

- в сооружение ВЛ 35 кВ, предлагаемых для обеспечения второго питания ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера.

В связи с отсутствием утверждённого норматива удельной стоимости ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям в проведённых расчётах он был принят вариантно:

- в минимальном размере - по среднеотпускному тарифу на электрическую энергию потребителям Амурской области, который составил 373 коп. за кВт.ч. во втором полугодии 2019 г.;

- в максимальном размере: - 1,5–4 долл./кВт.ч. (согласно «Методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем», Москва 2003 г.).

**ПС 110/35/10 кВ Новый ЦП с двухцепной ВЛ 110 кВ Амурская –
Новый ЦП**

Наименование	ПС, шт.хМВА ВЛ, км	Стоимость, млн.руб. (цены 1 квартал 2019 г.)
ПС 110/35/10 кВ Новый ЦП	2х40	748,4
ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП (двухцепная 2хАС-185)	2х1,5	21,7
Сооружение РУ 110 кВ ПС 500 кВ Амурская с 2-я линейными ячейками с выключателями	2 яч.	170 246,6
Всего по ВЛ		918,4
Всего по ПС		268,6

Обоснование необходимости сооружения ПС 110/35/10 кВ Новый ЦП с двухцепной ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП приведено выше в разделе 3.

Согласно выполненным электрическим расчётам, максимальная электрическая нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Новый ЦП составляет 37,6/40,3 и 42,3/45,5 МВт/МВА в 2023 г. и 2028 г. соответственно.

Как показали результаты расчётов установившихся электроэнергетических режимов без сооружения ПС 110 кВ Новый ЦП с двухцепной ВЛ 110 кВ Амурская – ПС 110 кВ Новый ЦП (при подключении новых потребителей к ближайшей ПС 35 кВ Северная) требуется ограничение нагрузки потребителей в нормальных режимах, величина которой по годам составляет:

	Ограничение нагрузки потребителей в режиме зимнего максимума, МВт		
	2023-2024 гг.	2025-2026 гг.	2026-2028 гг.
Нормальный режим	8,8	10	13,5

Оценка экономической эффективности инвестиций в сооружение ПС 110 кВ Новый ЦП с двухцепной ВЛ 110 кВ Амурская – ПС 110 кВ Новый ЦП проведена на базе системного эффекта, представленного по стоимости ущерба от недоотпуска электроэнергии (ограничения нагрузки) потребителям из-за ограничений пропускной способности трансформаторов на ближайшем центре питания – ПС 35 кВ Северная (2х16 МВА – номинальная мощность).

Величина недоотпуска электроэнергии (Э) новым потребителям по годам в нормальных режимах составляет:

	2023-2024/2025-2026 гг.	2027-2028 гг.
$\text{Э}=\text{P}\times\text{T}_{\text{max}}$, млн.кВт.ч., где:	53/60	81*)
- P – величина ограничения нагрузки потребителей, МВт;		
- T _{max} – годовое число использования максимума нагрузки Амурской области, час.		
*) пример расчёта Э на 2028 г.: - $\text{Э}=13,5 \cdot 10^3 \text{кВт}\times 6000 \text{ч.}=81 \text{ млн.кВт.ч.}$		

Расчёты проведены для двух ставок дисконтирования – 5 % и 7 % и при удельной стоимости ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям в минимальном размере - 373 коп. за кВт.ч.

Согласно расчёту экономической эффективности инвестиций в сооружение ПС 110/35/10 кВ Новый ЦП с двухцепной ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП,

результаты которого приведены ниже в таблице 4.1 и в Приложении Г лл. 1-3, дисконтированный срок окупаемости инвестиций в ПС с ВЛ составляет ≈ 9 лет от начала эксплуатации ПС с ВЛ.

Таблица 4.1 – Результаты расчёта экономической эффективности сооружения ПС 110 кВ Новый ЦП с двухцепной ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП

Наименование объекта	Трансформаторная мощность, шт.хМВА ВЛ, км	Расчётная Нагрузка, МВт	Капиталовложения, млн. руб.	Критерии эффективности			
				ЧДД, млн. руб.	ИД, О. е.	Т, Лет	ВНД о.е.
				Ставка дисконтирования 5/7%%			
ПС 110 кВ Новый ЦП с 2-хцепной ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП	2х40 2х1,5	45,5	918,4 268,6	2684,4/ 1819,3	2,8/ 2,3	8,7/ 9,4	17

ВЛ 35 кВ Южная-Базовая и отпайка на ПС 35 кВ Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская

Наименование ЛЭП 35 кВ	Длина км	Линейные ячейки, шт.	Стоимость ЛЭП, млн.руб. (цены 1 квартал 2019 г.)	
			провод	ячейки
- ВЛ 35 кВ Южная – Базовая	2	1	16	25,5
- отпайка на ПС 35 кВ Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская	1	-	8	-

Обоснования необходимости сооружения ВЛ 35 кВ для обеспечения второго питания ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера приведены выше в разделе 3.

Оценка экономической эффективности инвестиций в сооружение рассматриваемых ВЛ 35 кВ проведена на базе системного эффекта, представленного по стоимости ущерба от недоотпуска электроэнергии (ограничения нагрузки) потребителям, питающимся от ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера, в послеаварийных режимах отключения ВЛ 35 кВ Амурская – Базовая и ВЛ 35 кВ Северная – Пера.

Величина недоотпуска электроэнергии потребителям ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера на уровне 2028 г. в **послеаварийных режимах** составляет:

Наименование отключаемой ВЛ 35 кВ:	Величина ограничения нагрузки, МВт	Длина ВЛ, км	Тв, час	W, отказ/год	Э, млн.кВт.ч.
- Амурская – Базовая	16	3,8	15,8	0,08	$\text{Э}=16 \cdot 10^3 \cdot 15,8 \cdot 0,08 = \mathbf{0,02}$
- Северная – Пера	7	2,1	15,8	0,04	$\text{Э}=7 \cdot 10^3 \cdot 15,8 \cdot 0,04 = \mathbf{0,004}$

*) – величина ограничения нагрузки показана дробью: - в числителе при коэффициенте совмещения максимума нагрузок – 0,8; в знаменателе - 1

$\text{Э} = P \times T_v \times W$, млн.кВт.ч., где:
- P – величина ограничения нагрузки потребителей, МВт;
- T _v – среднее время восстановления элементов электрической сети, лет (T _v =1,8х8760 10 ⁻³ = 15,8 ч. для одноцепной ВЛ 35 кВ)
- W – параметр потока отказов элементов электрической сети, отказ/год (W = 2 на 100 км для одноцепной ВЛ 35 кВ)

Расчёты проведены для двух ставок дисконтирования – 5 % и 7 % при удельной стоимости ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям в максимальном размере – 270 руб./кВт.ч. (\approx 4 дол. США/кВт.ч.).

Результаты расчётов экономической эффективности инвестиций в сооружение ЛЭП 35 кВ Южная – Базовая и отпайки на ПС 35 кВ Пёра от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская показывают следующее:

- Инвестиции в сооружение ВЛ 35 кВ Южная – Базовая **окупаются**, дисконтированный срок окупаемости составляет **13,5/16** лет от начала эксплуатации ВЛ при ставке дисконтирования 5/7 %% соответственно. Результаты расчётов экономической эффективности сооружения ВЛ 35 кВ Южная – Базовая приведены ниже в таблице 4.2 и в Приложении Г лл. 4-6. Следует отметить, что дисконтированный срок окупаемости инвестиций в сооружение ВЛ 35 кВ Южная – Базовая снижается до 11/12,5 лет при коэффициенте совмещения максимальных нагрузок ПС 35 кВ Базовая равном 1 и ставке дисконтирования 5/7 %% соответственно.

- Инвестиции в сооружение отпайки на ПС 35 кВ Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская **окупаются**, дисконтированный срок окупаемости составляет **13/15** лет от начала эксплуатации ВЛ при ставке дисконтирования 5/7 %% соответственно. Результаты расчётов экономической эффективности сооружения ВЛ 35 кВ Южная-Базовая приведены ниже в таблице 4.3 и в Приложении Г лл. 7-9.

Таблица 4.2 – Результаты расчёта экономической эффективности сооружения ВЛ 35 кВ Южная – Базовая

Наименование объекта	ВЛ, км	Расчётная Нагрузка, МВт	Капиталовложения, млн. руб.	Критерии эффективности			
				ЧДД, млн. руб.	ИД, О. е.	Т, Лет	ВНД о.е.
				Ставка дисконтирования 5/7%%			
ВЛ 35 кВ Южная – Базовая	2	16	41,5	33,9/18	1,72/1,39	13,5/16	10,6

Таблица 4.3 – Результаты расчёта экономической эффективности сооружения отпайки на ПС 35 кВ Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская

Наименование объекта	ВЛ, км	Расчётная Нагрузка, МВт	Капиталовложения, млн. руб.	Критерии эффективности			
				ЧДД, млн. руб.	ИД, О. е.	Т, Лет	ВНД о.е.
				Ставка дисконтирования 5/7%%			
отпайка на ПС Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Пера	1	7	8	7/4	1,8/1,4	13/15	10,9

Следует отметить, что инвестиции в сооружение ЛЭП 35 кВ: Базовая – Пера и в ВЛ 35 кВ Восточная – Пера, которые рассматривались в разделе 3 для обеспечения второго питания ПС 35 кВ Базовая и ПС 35 кВ Пера, не окупаются, так как ЧДД имеет отрицательное значение, ИД – меньше 1, а дисконтированный срок окупаемости выходит за пределы нормативного срока эксплуатации ЛЭП.

5. Электрические расчёты

5.1 Расчёты режимов электрических сетей 35 кВ и выше

Расчёты установившихся электроэнергетических режимов сетей 35 кВ и выше г. Свободный Амурской области выполнены с целью:

- проверки работоспособности сети для рассматриваемого расчётного уровня нагрузок (электропотребления);
- выбора схемы сети и параметров её элементов;
- проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надёжности электроснабжения;
- проверки выполнения требований к уровням напряжений и выбора средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Согласно техническому заданию, в работе выполнены расчёты режимов электрических сетей 35 кВ и выше г. Свободный:

- **2017** г. (текущий) - для зимних максимальных и минимальных нагрузок рабочего дня (расчёты выполнены на базе зимнего к.д.з. 2017 г.);
- **2018** г. (текущий) - для летних максимальных нагрузок рабочего дня и минимальных нагрузок выходного дня (расчёты выполнены на базе летнего к.д.з. 2018 г.);
- **2023** г. (расчётный) и **2028** г. (перспективный) - для зимних максимальных и минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня и для летних минимальных нагрузок выходного дня;

Расчёты потокораспределения мощности, уровней напряжения и потерь мощности выполнены при нормальной схеме сети, а также при аварийном и ремонтном отключении элементов сети:

- нормативные аварийные возмущения отключения одного наиболее загруженного элемента сети энергосистемы (одноцепной или одной цепи двухцепной ВЛ, трансформатора или автотрансформатора с учётом допустимой перегрузки оставшихся в работе) в период зимних максимальных нагрузок;
- нормативные аварийные возмущения отключения единичных элементов электрической сети в ремонтных схемах в период летнего максимума и минимума - совпадение отключения одного из элементов сети с плановым ремонтом другого элемента сети 35-220 кВ.

Расчеты режимов электрических сетей выполнены с использованием ПК РАСТР (RastrWin).

При выполнении расчётов установившихся электроэнергетических режимов приняты следующие **расчётные условия**:

- нагрузки центров питания 35 и 220 кВ города отчётные и прогнозируемые на перспективу (с учётом прироста за счёт ввода новых и расширяемых потребителей), см. Приложение Б;
- вводы электросетевых объектов 35-110 кВ по годам приняты в соответствии с перечнем, приведённым выше в таблице 3.1;
- значения коэффициента реактивной мощности - $\text{tg } \varphi$ на шинах новых и действующих ПС приняты в размере 0,4-0,6 (с учётом компенсации реактивной мощности у потребителей) для оптимальной загрузки сетей энергосистемы по реактивной мощности;

Результаты расчётов установившихся нормальных, послеаварийных и ремонтных режимов электрической сети 35 кВ и выше г. Свободный приведены в графической и табличной форме в следующих приложениях:

- в приложениях Д (на 18 листах) - для зимнего максимума и минимума 2017 г., летнего максимума и минимума 2018 г.;

- в приложениях Е (на 21 листе) – для электрических режимов 2023 г.;

- в приложениях Ж (на 23 листах) – для электрических режимов 2028 г.

Анализ результатов выполненных расчётов установившихся электроэнергетических режимов показывает следующее.

1. 2017 – 2018 гг. (Приложение Д):

Загрузка электросетевых объектов 35 кВ и выше и уровни напряжения в электрических сетях г. Свободный находятся в допустимых пределах в нормальных режимах при принятой схеме сети на конец 2017 г. и уровнях нагрузок, которые соответствуют к.д.з. зимнего максимума и минимума 2017 г. и к.д.з. летнего максимума и минимума 2018 г.

❖ В режиме зимнего максимума на ПС 35 кВ Базовая (2х6,3 МВА) в послеаварийном режиме отключения одного из трансформаторов нагрузка второго трансформатора превышает номинальную мощность более, чем на 5% (максимальный перегруз трансформаторного оборудования 5% задан собственником оборудования – АО «ДРСК»):

Наименование	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Допустимая нагрузка тр-ров ПС (5%), МВА	Нагрузка трансформаторов в зимний максимум 2017г.		Примечание	
			Нормальный режим, А	Послеаварийный режим отключения наиболее загруженного тр-ра		
				Нагрузка тр-ра, оставшегося в работе, А	Ав. доп. и длит. доп. нагрузка тр-ра (5%), А	
Т-1,2 Базовая	2х6,3	6,615	74+73	150	100	Схемно-режимные мероприятия отсутствуют

Рекомендуется увеличение трансформаторной мощности на ПС 35 кВ Базовая (2х6,3 МВА на 2х16 МВА) в 2023 г. для обеспечения электроснабжения потребителей, питающихся от этой ПС, без ограничений в послеаварийных режимах. Принятое увеличение трансформаторной мощности учитывает перспективный рост нагрузки на ПС 35 кВ Базовая в 2028 г.

❖ Загрузка ВЛ 35 кВ Амурская – Базовая близка к двойной экономической, см. Приложение Д л. 1.

❖ В режиме зимнего максимума при отключении АТ-4 на ПС 500 кВ Амурская нагрузка оставшегося в работе АТ-3 (I_{ав}=470 А) превышает номинальное значение (I_{ном}=450 А), но не превышает аварийно-допустимое (I_{ав.доп}=563 А), см. Приложение Д л. 2.

❖ В режиме летнего максимума токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Ледяная – Бузули превышает длительно-допустимую нагрузку ТТ, установленного на ПС 35 кВ Бузули (I_{доп.обор.}=100 А), но не превышает аварийно-допустимую по проводу (I_{ав}=170 А при I_{ав.доп}=330 А) в момент аварийного отключения ВЛ 35 кВ Амурская – Северная № 1 при ремонте ВЛ 35 кВ Амурская – Северная № 2, см. Приложение Д л.12.

Рекомендуется замена ТТ на ПС 35 кВ Бузули на ТТ большей мощности в 2023 году.

2. 2023 г. (Приложение Е):

Загрузка электросетевых объектов 35 кВ и выше и уровни напряжения в электрических сетях г. Свободный находятся в допустимых пределах в нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах (отключения любого элемента сети, в т.ч. ВЛ 35 кВ и выше, АТ или трансформатора) при принятых уровнях нагрузок и рекомендуемом развитии схемы сетей на 2023 г.

❖ **Ввод нового центра питания** на напряжении **110 кВ ПС 110/35/10 кВ Новый ЦП (2x40 МВА)** в г. Свободный, обоснование которого приведено выше в разделе **3** на стр. 16 и 19, обеспечивает:

- снижение загрузки автотрансформаторов 220/110/35 кВ 2x63 МВА, установленных на ПС 500 кВ Амурская, в нормальных и послеаварийных режимах до допустимых значений (без превышения номинальной мощности одного из АТ при отключении второго АТ за счет перевода питания ПС 35 кВ Северная и ПС 35 кВ Пера, части нагрузки ПС 35 кВ Заводская с шин 35 кВ ПС 500 кВ Амурская на шины 35 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП), см. Приложение Е л. 2:

Наименование	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Допустимая нагрузка обмотки НН тр-ров ПС, МВА	Нагрузка трансформаторов в зимний максимум 2023г.			Примечание
			Нормальный режим, А	Послеаварийный режим отключения наиболее загруженного тр-ра		
				Нагрузка тр-ра, оставшегося в работе, А	Ав.доп. и длит. доп. нагрузка тр-ра (25%), А	
АТ-3,4 Амурская	2x63	36	110+122	241	563	

- усиление схемы электрических сетей 35-110 кВ г. Свободный.

Для оптимальной загрузки ВЛ 35 кВ Северная – Новый ЦП № 1,2 и трансформаторов на ПС 110 кВ Новый ЦП рекомендуется включить СВ на ПС 35 кВ Северная, который был отключен в режимах 2017-2018 гг., выполненных на базе к.д.з. 2017-2018 гг.

- нагрузка ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП № 1,2 находится в допустимых пределах в нормальных и послеаварийных режимах:

Наименование	Марка провода	Допустимая токовая нагрузка ВЛ при t= - 5 град.С, А	Токовая нагрузка ВЛ в зимний максимум 2023г.			Примечание
			Нормальный режим, А	Послеаварийный режим отключения наиболее загруженного тр-ра		
				Нагрузка ВЛ, оставшейся в работе, А	Ав.доп. нагрузка ВЛ при t= - 5 град.С, А	
ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП №1,2	АС-150	574	97+98	206	690	

❖ Увеличение трансформаторной мощности на ПС 35 кВ Базовая в 2023 г. обеспечивает надёжное электроснабжение питающихся от неё потребителей без ограничений в послеаварийных режимах отключения одного из трансформаторов (без перегрузки второго трансформатора более, чем на 5% от номинальной мощности):

Наименование	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Допустимая нагрузка тр-ров ПС (5%), МВА	Нагрузка трансформаторов в зимний максимум 2023г.			Примечание
			Нормальный режим, А	Послеаварийный режим отключения наиболее загруженного тр-ра		
				Нагрузка тр-ра, оставшегося в работе, А	Ав.доп. и длит. доп. нагрузка тр-ра (5%), А	
Т-1,2 Базовая	2x16	16,8	90+90	185	252	

❖ Загрузка ВЛ 35 кВ Ледяная – Бузули в нормальном режиме зимнего максимума составляет 170 А, см. Приложение Е л. 1.

Для предотвращения перегрузки указанной ВЛ 35 кВ по длительно-допустимому значению ограничивающего элемента, которым является ТТ на ПС 35 кВ Бузули (Идоп.обор.=100 А), в расчётах 2023 и 2028 гг. принята замена ТТ на ПС 35 кВ Бузули на ТТ большей мощности, см. Приложение Е лл. 6,12,17,21.

3. 2028 г. (Приложение Ж):

Загрузка электросетевых объектов 35 кВ и выше и уровни напряжения в электрических сетях г. Свободный находятся в допустимых пределах в нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах (отключения любого элемента сети, в т.ч. ВЛ 35 кВ и выше, АТ или трансформатора) при принятых уровнях нагрузок и рекомендуемом развитии схемы сетей на 2028 г.

❖ Ввод ВЛ 35 кВ Южная – Базовая обеспечивает второе питание для ПС 35 кВ Базовая, а также позволяет выполнять работы по ремонту и реконструкции двухцепной ВЛ 35 кВ Свободный – Южная (в частности замена опор и фундаментов) без ограничения потребителей (даже кратковременного), см. Приложение Ж л. 17-19.

❖ Строительство отпайки на ПС 35 кВ Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская обеспечивает второе питание для ПС 35 кВ Пера, т.е. электроснабжение потребителей, питающихся от этой ПС будет осуществляться без ограничений в послеаварийных режимах, см. Приложение Ж л. 6.

❖ В режиме зимнего максимума на ПС 35 кВ Восточная при аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора превышает длительно и аварийно-допустимые значения:

Наименование	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Допустимая нагрузка тр-ров ПС (5%), МВА	Нагрузка трансформаторов в зимний максимум 2028г.			Примечание
			Нормальный режим, А	Послеаварийный режим отключения наиболее загруженного тр-ра		
				Нагрузка тр-ра, оставшегося в работе, А	Ав.доп. и длит. доп. нагрузка тр-ра (5%), А	
Т-1,2 Восточная	4+6,3	4,2+6,62	142+83	231	63	Схемно-режимные мероприятия отсутствуют

Рекомендуемое увеличение трансформаторной мощности на ПС 35 кВ Восточная в 2028 г. (4 и 6,3 МВА на 2x16) обеспечивает электроснабжение потребителей, питающихся от этой ПС, без ограничений в послеаварийных режимах:

Наименование	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Допустимая нагрузка тр-ров ПС (5%), МВА	Нагрузка трансформаторов в зимний максимум 2028г.			Примечание
			Нормальный режим, А	Послеаварийный режим отключения наиболее загруженного тр-ра		
				Нагрузка тр-ра, оставшегося в работе, А	Ав.доп. и длит. доп. нагрузка тр-ра (5%), А	
Т-1,2 Восточная	16+16	16,8+16,8	142+83	231	252	

❖ В режиме зимнего максимума на ПС 35 кВ Пера при аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает длительно и аварийно-допустимые значения:

Наименование	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Допустимая нагрузка тр-ров ПС (5%), МВА	Нагрузка трансформаторов в зимний максимум 2028г.			Примечание
			Нормальный режим, А	Послеаварийный режим отключения наиболее загруженного тр-ра		
				Нагрузка тр-ра, оставшегося в работе, А	Ав.доп. и длит. доп. нагрузка тр-ра (5%), А	
Т-1,2 Пера	6,3+6,3	6,62+6,62	58+58	118	100	Схемно-режимные мероприятия отсутствуют

Рекомендуемое увеличение трансформаторной мощности на ПС 35 кВ Пера в 2028 г. (2х6,3 МВА на 2х10 МВА) обеспечивает электроснабжение потребителей, питающихся от этой ПС, без ограничений в послеаварийных режимах:

Наименование	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Допустимая нагрузка тр-ров ПС (5%), МВА	Нагрузка трансформаторов в зимний максимум 2028г.			Примечание
			Нормальный режим, А	Послеаварийный режим отключения наиболее загруженного тр-ра		
				Нагрузка тр-ра, оставшегося в работе, А	Ав.доп. и длит. доп. нагрузка тр-ра (5%), А	
Т-1,2 Пера	10+10	10,5+10,5	58+58	118	158	

❖ В режиме зимнего максимума при отключении ВЛ 35 кВ Южная – Восточная № 2 токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 35 кВ Южная – Восточная № 1 превышает длительно-допустимую нагрузку ТТ, установленного на ПС 35 кВ Южная (Идоп.обор.=200 А), но не превышает аварийно-допустимую по проводу (Iав=211 А при Iав.доп=512 А), см. Приложение Ж л. 5.

Рекомендуется замена ТТ на ПС 35 кВ Южная на ТТ большей мощности.

5.2 Расчёт токов короткого замыкания в сетях 35 кВ и выше на 2023 и 2028 гг.

Расчёты токов трёхфазных и однофазных коротких замыканий (т.к.з.) выполнены в целях:

- проверки соответствия коммутационной аппаратуры, установленной в распределительных устройствах действующих энергетических объектов, расчётным значениям токов коротких замыканий и определения объёма проведения необходимой модернизации и замены оборудования;
- выявления требований к коммутационной аппаратуре и другому оборудованию распределительных устройств для конкретных проектов;
- разработки мероприятий по ограничению токов коротких замыканий.

Расчёты токов КЗ в электрических сетях 35 кВ и выше г. Свободный выполнены в соответствии с техническим заданием на 2023 и 2028 гг.

Схема замещения для расчётов токов КЗ в сетях 35 кВ и выше составлена:

- на основе отчётной схемы 2018 г. с учетом ввода новых электросетевых объектов, рекомендуемых для развития схемы электрических сетей 35 кВ и выше города Свободный на 2023 и 2028 гг.

При расчете токов КЗ электростанции учитывались их полной установленной мощностью.

Результаты расчетов токов трехфазного и однофазного КЗ в сетях 35 кВ и выше г. Свободный приведены на 2023 и 2028 гг.:

- в графическом виде – в Приложении И;

- в табличном виде - в таблице 5.2.1.

По результатам расчетов рекомендуется заменить выключатели типа ВМ-35-600-6.6 на ПС 35 кВ Северная, так как уровень ТКЗ в 5,9 кА близок к отключающей способности установленных выключателей с номинальным током отключения 6,6 кА.

Необходимо предусмотреть также замену выключателей 35-110кВ на ПС энергорайона, срок службы которых исчерпан или будет исчерпан в рассматриваемый период.

Таблице 5.2.1 – Результаты расчета ТКЗ

№	Уном		Наименование ПС	Сети	РЭС	тип выключателя	Ток откл., кА		Ток КЗ, кА			
									2018 г.		2023 г.	
								3Ф	1Ф	3Ф	1Ф	
1	35	кВ	Базовая	ЗЭС	ЦРЭС	С-35М-630-10	10		5,2	-	7,0	-
2	35	кВ	Восточная	ЗЭС	ЦРЭС	С-35М-630-10	10		5,3	-	5,7	-
3	35	кВ	Гуран	ЗЭС	ЦРЭС	ВТ-35-630-10	10		0,7	-	0,7	-
4	35	кВ	Загорная	ЗЭС	ЦРЭС	ВМД-35-600-6.6	6,6		0,6	-	0,6	-
5	35	кВ	Климауцы	ЗЭС	ЦРЭС	ВМ-35-600-6.6	6,6		1,2	-	1,1	-
6	35	кВ	Костюковка	ЗЭС	ЦРЭС	С-35М-630-10 / ВМ-35-600-6.6	10	6.6	2,4	-	2,4	-
7	35	кВ	Лесная	ЗЭС	ЦРЭС	ВГБЭП-35-630-12.5	12,5		1,7	-	1,6	-
8	35	кВ	Новоивановка	ЗЭС	ЦРЭС	С-35М-630-10	10		2,9	-	2,8	-
9	35	кВ	Пёра	ЗЭС	ЦРЭС	ВГБЭП-35-630-12.5	12,5		5,5	-	2,3	-
10	35	кВ	Северная	ЗЭС	ЦРЭС	ВМД-35-600-6.6 / С-35М-630-10	6,6	10	5,2	-	5,9	-
11	35	кВ	Стройдетали	ЗЭС	ЦРЭС	ВТ-35-630-10	10		4,2	-	4,5	-
12	35	кВ	Сычевка	ЗЭС	ЦРЭС	С-35М-630-10 / ВМ-35-600-6.6	10	6.6	1	-	0,9	-
13	35	кВ	Южная	ЗЭС	ЦРЭС	ВБНК-35-1600-25	25		6,9	-	7,5	-
14	110	кВ	Новый ЦП	ЗЭС	ЦРЭС	-	-	-	-	-	4,9	4,7
	35	кВ	Новый ЦП	ЗЭС	ЦРЭС	-	-	-	-	-	6,0	-
15	500	кВ	Амурская	ЗЭС	ЦРЭС	3АР2 FI	40		6,9	7,1	6,9	7,7
	220	кВ	Амурская	ЗЭС	ЦРЭС	HPL245B1	31,5		13	15,7	13	15,7
	110	кВ	Амурская	ЗЭС	ЦРЭС	-	-	-	-	-	5	4,8
	35	кВ	Амурская	ЗЭС	ЦРЭС	С-35М	10		9,2	-	8,6	-
16	220	кВ	Свободный	ЗЭС	ЦРЭС	н/д			11,7	12,7	11,7	12,7
	35	кВ	Свободный	ЗЭС	ЦРЭС	н/д			8,5		8,5	

6. Оценка объёмов электросетевого строительства и прогноз потребности в капитальных вложениях в схему развития электрических сетей 35 кВ и выше г. Свободный

Оценка объёма электросетевого строительства и реконструкции, а также прогноз капитальных вложений в реализацию рекомендуемой схемы развития электрических сетей 35-110 кВ г. Свободный приведён выше в разделе 3 (таблица 3.1) и ниже в таблице 6.1 (по периодам).

При определении капиталовложений в рекомендуемую схему развития распределительных электрических сетей 35-220 кВ города использованы «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ ОАО «ФСК ЕЭС», 2013 г.

Таблица 6.1 – Объем электросетевого строительства, реконструкции и капиталовложения в развитие электрических сетей 35-110 кВ г. Свободный по периодам

Наименование	2023 гг.			2024 – 2028 гг.			2023– 2028 гг.		
	Новое строительство	Реконструкция	Всего новое строительство и реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Всего новое строительство и реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Всего новое строительство и реконструкция
Объем электросетевого строительства, всего, ВЛ, км, ПС, МВА									
ВЛ всего, км	3,4	-	3,4	3	-	3	6,4	-	6,4
в т.ч: - 110кВ	3	-	3	-	-	-	3	-	3
- 35кВ	0,4	-	0,4	3	-	3	3,4	-	3,4
ПС всего, МВА	80	64	144	-	20	20	80	84	164
в т.ч: - 110 кВ	80	-	80	-	-	-	80	-	80
- 35 кВ	-	32	32	-	52	52	-	84	84
Капиталовложения в ЛЭП и ПС 35-110 кВ, всего, млн.руб.									
Текущие цены	1188,83	168,5	1357,33	49,5	258,3	307,8	1238,33	426,8	1665,13

Из приведённых в таблице 6.1 данных следует, что рекомендуемое развитие схемы сетей 35-110 кВ г. Свободный требует суммарных капитальных вложений в размере **1665,13** млн. руб. (текущие цены).

Неравномерное распределение капиталовложений по периодам определяется намечаемыми темпами развития города, величина прироста нагрузок которого требует осуществления основного объёма электросетевого строительства к 2023 г.

Выводы

1. В городе Свободный намечается существенный рост **электропотребления и максимума электрической нагрузки** за счёт ввода новых и расширения действующих потребителей (объектов железнодорожного транспорта, социальной инфраструктуры, микрорайонов и др.), развитию которых будет способствовать строительство объектов ТЭСЭР «Свободный».

Электропотребление и максимум электрической нагрузки г. Свободный за отчётный 2017 г. и прогнозируемый на 2023 г. (на базе утверждённых ТУ и заключённых договоров) и на 2028 г. (с учётом заявок на ТП и планов по развитию крупных потребителей) определились следующими:

Наименование	Отчёт (к.д.з.)	Прогноз	
	2017 г	2023 г	2028 г
Электропотребление, млн.кВт*ч	270	393	500
Максимум нагрузки, МВт	54	78,7	100

2. Развитие схемы электрических сетей 35 кВ и выше г. Свободный определяется необходимостью ликвидации «узких мест» и обеспечения надёжного и устойчивого электроснабжения существующих и планируемых к присоединению потребителей на 2023 г. и на более отдалённую перспективу - 2028 г.

Для обеспечения намечаемого прироста нагрузки в городе Свободный и электроснабжения потребителей без ограничений в нормальных и послеаварийных режимах предлагается выполнить следующий объём электросетевого строительства по годам:

2023 г.

➤ Реконструкция с увеличением трансформаторной мощности ПС 35 кВ Базовая (2х6,3 на 2х16 МВА);

➤ Строительство нового центра питания сетей 35 кВ города – ПС 110/35/10 кВ Новый ЦП (2х40 МВА) с двухцепной ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП (2х1,5 км) и «заход-выход» на РУ 35 кВ ПС двухцепной ВЛ 35 кВ Амурская – Северная;

2028 г.

➤ Реконструкция с увеличением трансформаторной мощности ПС 35 кВ Пера (2х6,3 на 2х10 МВА) и ПС 35 кВ Восточная (6,3+4 на 2х16 МВА);

➤ Строительство ВЛ 35 кВ Южная – Базовая;

➤ Строительство отпайки на ПС 35 кВ Пера от ВЛ 35 кВ Северная – Заводская.

3. Объем электросетевого строительства и реконструкции, требуемый для рекомендуемого развития схемы электрических сетей 35 кВ и выше г. Свободный на период до 2028 г.:

Наименование	2023 г.	2024-2028 гг.	2023-2028 гг.
Новое строительство:			
ВЛ 35 -110 кВ, км, всего	3,4	3	6.4
в т.ч. – 110 кВ	3	-	3
- 35 кВ	0,4	3	3,4
ПС 110 кВ, МВА, всего	80	-	80
Реконструкция ПС 35 кВ, МВА	32	52	84

4. Капитальные вложения, требуемые в рекомендуемое развитие схемы электрических сетей 35 кВ и выше г. Свободный на период до 2028 г.:

Капвложения, млн.руб.	2023 г.	2024-2028 гг.	Всего 2023-2028 гг.
Всего (текущие цены)	1357,33	307,8	1665,13
В т.ч.: - реконструкция	168,5	258,3	426,8
- новое строительство	1188,83	49,5	1238,33

ПРИЛОЖЕНИЯ

**Техническое задание
на выполнение работ по разработке «Схема развития распределительных
электрических сетей 35-110-220 кВ г. Свободный Амурской области на период до
2023 г. с учётом перспективы до 2028 г.»**

1. Основание для проведения работы:

Протокол рабочего совещания по организации электроснабжения перспективных объектов и развитию инфраструктуры города Свободный Амурской области, от 07.08.2018.

2. Цель работы:

Разработка «Схемы развития распределительных электрических сетей 35-110-220 кВ г. Свободный Амурской области на период до 2023 г. с учётом перспективы до 2028 г.» и уточнение перечней объектов нового строительства, реконструкции и вывода из эксплуатации электросетевых объектов 35-110-220 кВ на территории города Свободный Амурской области для обеспечения надежного и устойчивого электроснабжения существующих и планируемых к присоединению потребителей.

3. Содержание работы:

3.1. Мониторинг реализации мероприятий по развитию электрической сети 35-110-220 кВ города Свободный Амурской области, предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетики Амурской области на 2018-2022 годы, оценка состава и объема мероприятий, предусмотренных работой «Актуализация «Схемы развития распределительных электрических сетей 35 кВ и выше Амурской области на период до 2020 г. с учётом перспективы до 2025 г.» с расчётным периодом до 2025 г. и перспективой до 2030 года».

3.2. Анализ существующего состояния и загрузки электрической сети 35-110-220 кВ города Свободный Амурской области, проблем электроснабжения и перспектив развития, в том числе:

- динамика потребления электрической энергии и динамика изменений максимума электрических нагрузок потребителей, присоединенных к системе централизованного электроснабжения, за последние 5 лет;

- состояние и загрузка электрических сетей 35-110-220 кВ, включая загрузку центров питания ЕНЭС, к которым присоединены распределительные электрические сети;

- основные проблемы функционирования электрических сетей 35-110-220 кВ.

3.3. Прогноз спроса на электроэнергию и мощность.

Сбор информации и формирование прогноза спроса на электроэнергию и мощность. За основу принять заявки, на присоединение новых потребителей, поступившие в АО «ДРСК». ПАО «ФСК ЕЭС» и другие сетевые организации, технические условия на технологическое присоединение новых потребителей, срок действия которых не истек, выданные АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС» и другими сетевыми организациями.

Долгосрочный план комплексного социально-экономического развития г. Свободного Амурской области, утвержденный Распоряжением Правительства РФ от 22.07.2017 № 1566-р, информацию ПАО «Газпром», ПАО «Сибур Холдинг» о планах по строительству и развитию объектов газопровода «Сила Сибири», Амурского газоперерабатывающего завода и Амурского газохимического комплекса, программы социально-экономического развития Амурской области, муниципальную программу «Формирование современной городской среды муниципального образования «город Свободный» на 2018-2022 годы», плановые материалы Правительства Амурской области и Администрации г. Свободный, ФЦП «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья на период до 2018 года», генеральный план развития г. Свободный, проработки проектных организаций по развитию генеральных планов населенных пунктов и ведомственных программ создания новых производств на указанной территории, иные проектные проработки по развитию и обеспечению надежности функционирования электросетевого комплекса, а также другие доступные материалы, предполагающие изменение или перераспределение электрических нагрузок.

3.4. Разработка рекомендаций по развитию схемы электрических сетей 35-110-220 кВ города Свободный Амурской области, обеспечивающих надежность её функционирования, возможность присоединения дополнительных нагрузок и соблюдения требований к качеству электроэнергии, с учетом схемы развития сети ЕНЭС и программ генерирующих компаний по вводу (выводу) генерирующих мощностей:

3.4.1. Разработка вариантов развития электрической сети 35-110-220 кВ в том числе за счет возможного строительства объектов ЕНЭС и определение экономической эффективности реконструкции электросетевой инфраструктуры и нового строительства;

3.4.2. Выполнение расчетов установившихся электроэнергетических режимов для разработанных вариантов развития электрических сетей, в том числе:

- расчетные модели для расчетов электроэнергетических режимов, токов короткого замыкания необходимо согласовать с АО «ДРСК», Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока;

- расчеты установившихся электроэнергетических режимов работы сетей 35-110-220 кВ на текущий, 2023 и 2028 годы с учетом динамики изменения электрических нагрузок для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем [4]. Необходимо рассмотреть режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня. Результаты расчетов должны включать в себя токовые нагрузки ЛЭП, (авто-) трансформаторов ПС, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжений сети 110/220 кВ, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети;

- разработка мероприятий по нормализации уровней напряжения и рекомендации по снижению потерь энергии и мощности;

- расчет токов К.З. в электрических сетях 35-110-220 кВ на 2023 год и на 2028 год. Результаты расчетов токов короткого замыкания должны быть представлены в табличном и графическом виде в форматах специализированных программных комплексов, применяемых для расчета токов короткого замыкания.

3.4.3. Предложения по схемам внешнего электроснабжения новых и увеличивающих свою нагрузку крупных потребителей.

3.4.4. Разработка технических и схемных решений повышения надежности функционирования электрических сетей 35-110-220 кВ города Свободный;

3.4.5. Определение технических направлений и выработка решений по увеличению пропускной способности объектов электросетевого хозяйства;

3.4.6. Оценка величины капиталовложений в строительство электросетевых объектов 35-110-220 кВ с использованием проектов-аналогов, а при их отсутствии по укрупненным стоимостным показателям.

Оценку стоимости инвестиций выполнить в 2 вариантах:

- в текущих ценах, сложившихся на момент проведения расчетов для Амурской области;

- в прогнозных ценах (с учетом инфляции).

3.4.7. Обоснование экономической эффективности сооружения новых электросетевых объектов 35-110-220 кВ с определением очередности их ввода, целесообразности перевода действующих и строящихся сетей среднего напряжения на более высокий класс напряжения.

Оценку экономической эффективности выполнить с расчетом показателей эффективности инвестиционных проектов: ЧДД, ВВД, срок окупаемости (простой и дисконтированный), индекс доходности, отношение доходы / затраты. В расчетах необходимо использовать ставку дисконтирования, с учетом рисков и нормы доходности на капитал.

3.4.8. На основании результатов расчетов электроэнергетических режимов, токов короткого замыкания и оценки экономической эффективности сооружения новых электросетевых объектов 35-110-220 кВ должен быть определен перечень электросетевых объектов, подлежащих строительству, техническому перевооружению и реконструкции, оптимальной очередности выполнения мероприятий.

3.5. Оценка объемов электросетевого строительства и прогноз потребности в капитальных вложениях (в т.ч. пообъектно), необходимых для развития схемы электрических сетей 35-110-220 кВ (включая сооружение и расширение центров питания 220 кВ отдельно) с указанием возможных

источников финансирования.

3.6. Сводный отчет должен содержать краткие выводы (сводную информацию) по основным разделам.

3.7. Для предоставленных вариантов развития распределительных электрических сетей 35-110-220 кВ города Свободный Амурской области в работе привести перечни мероприятий, рекомендованных к реализации с указанием года ввода в работу (уже запланированных с указанием источника информации и вновь предлагаемых с необходимым сроком реализации), должны быть представлены краткие технические обоснования для каждого электросетевого объекта нового строительства, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения.

3.8. Подготовить презентационные материалы «Схема развития распределительных электрических сетей 35-110-220 кВ г. Свободный Амурской области на период до 2023 г. с учётом перспективы до 2028 г.».

3.9. Согласование выполненной работы «Схема развития распределительных электрических сетей 35—110-220 кВ г. Свободный Амурской области на период до 2023 г. с учётом перспективы до 2028 г.» с Правительством Амурской области, Администрацией г. Свободный, АО «ДРСК», Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока.

4. Приемка выполненных работ:

4.1. По завершении разработки документации, выполненная работа предоставляется на согласование в Правительство Амурской области, Администрацию г. Свободный, АО «ДРСК», Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока - в электронном виде (pdf).

4.2. Не допускается передача документации в форма Adobe Acrobat с пофайловым разделением страниц.

4.3. При направлении откорректированных материалов разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

4.4. После рассмотрения и согласования всеми указанными организациями разработанной документации, выполненная работа предоставляется в 4 экземплярах на бумажном носителе и в 1 экземпляре в электронном виде (на CD) заказчику.

4.5. Проектная организация предоставляет АО «ДРСК», Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ все расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электроэнергетических режимов в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты, в том числе в электронном **Приложение:** Нормативно-технические документы, определяющие требования к содержанию работы.

Перечень новых и расширяемых потребителей г. Свободный Амурской области
с указанием максимальных электрических нагрузок

Наименования потребителей	Центр питания	Р макс. нов. Потр.	Введено до 01.01.2019	Прирост Р макс.	Год ввода	Источник информации	2017г отчёт	2023 г	2028 г
Р макс г. Свободный, МВт							54,0	78,7	99,7
в т.ч. Р макс существ. потребителей							54,0	54,0	54,0
Р макс новых и расш. С учётом К одн.								24,7	45,7
Р макс новых и расширяемых потребителей,								29,7	55,5
в том числе:									
ОАО "РЖД" ПС 220 кВ, г. Свободный	ПС 220 кВ Михайло-Чесноковская	3,870		3,870	2019	ТУ МЭС Востока		3,870	3,870
Всего по ПС Михайло-Чесноковская 220 кВ		3,870	0,00	3,870				3,87	3,87
То же с К одн. 0,8								3,10	3,10
"Газпром переработка Благовещенск" ООО, РП-10, жилой Микрорайон-1 г. Свободный	ПС 35 кВ Северная	4,770		4,770	2020	ТУ ДРСК		4,770	4,770
Газпром переработка Благовещенск ООО, РП-10, жилой Микрорайон-2, г. Свободный	ПС 35 кВ Северная	4,770		4,770	2019	ТУ ДРСК		4,770	4,770
ООО "СИБУР" Строительство жилья для персонала АГХК, г. Свободный, ул. Дзержинского 60	ПС 35 кВ Северная	1,200		1,200		Обособленное подразделение ООО "СИБУР" по Амурской области			1,200
Оборонэнерго АО, филиал "Дальневосточный". Строительная площадка «Амурский ГПЗ Жилой микрорайон Пионерский выход	ПС 35 кВ Северная	1,000		1,000	2019	РЭС "Амурский" филиал "Дальневосточный" АО "Оборонэнерго"			1,000
Евсеева Т.Г., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2021	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Монолит СК ООО, жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,137		0,137	2021	ТУ ДРСК		0,137	0,137
Каскад ООО. Производственная база	ПС 35 кВ Северная	0,150		0,150	2022	ТУ ДРСК		0,150	0,150
Чернаков М.И. Производственная база	ПС 35 кВ Северная	0,040		0,040	2022	ТУ ДРСК		0,040	0,040
Баширов И.С. Кафе	ПС 35 кВ Северная	0,030		0,030	2022	ТУ ДРСК		0,030	0,030
Плодопитомник Свободненский ООО, Производственное помещение	ПС 35 кВ Северная	0,030		0,030	2022	ТУ ДРСК		0,030	0,030
Портненко С.Г., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Тырцева Н.Б. Гостиница	ПС 35 кВ Северная	0,100		0,100	2022	ТУ ДРСК		0,100	0,100
Демкова В.В. Торгово-офисное помещение	ПС 35 кВ Северная	0,080		0,080	2022	ТУ ДРСК		0,080	0,080
Корона ООО. Общежитие	ПС 35 кВ Северная	0,150		0,150	2022	ТУ ДРСК		0,150	0,150
АР-Строй ООО, жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,250		0,250	2022	ТУ ДРСК		0,250	0,250
Трутнева Н.В. ИП, производственная база	ПС 35 кВ Северная	0,040		0,040	2022	ТУ ДРСК		0,040	0,040
Келип Л.Д. Механические мастерские	ПС 35 кВ Северная	0,030		0,030	2022	ТУ ДРСК		0,030	0,030
Удалова Н.Г. ИП, Хостел	ПС 35 кВ Северная	0,150		0,150	2022	ТУ ДРСК		0,150	0,150
Келип Л.Д. гараж ремонтный	ПС 35 кВ Северная	0,030		0,030	2022	ТУ ДРСК		0,030	0,030
Келип А.Л., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,035		0,035	2022	ТУ ДРСК		0,035	0,035
Келип Л.Д. Гараж-стоянка	ПС 35 кВ Северная	0,030		0,030	2022	ТУ ДРСК		0,030	0,030
Авдонин И.С., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Федорова Д.В. ИП, Магазин	ПС 35 кВ Северная	0,035		0,035	2022	ТУ ДРСК		0,035	0,035
Перминов А.А., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Першуков Д.О. Гараж	ПС 35 кВ Северная	0,003		0,003	2022	ТУ ДРСК		0,003	0,003
Бардакова Н.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Островский Э.С. Торговый павильон	ПС 35 кВ Северная	0,095		0,095	2022	ТУ ДРСК		0,095	0,095
Федорова Д.В. ИП, строительная площадка магазина	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Кулабухова Г.М., магазин	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Вымпел-Коммуникации ПАО, базовая станция сотовой связи № 87229	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Вымпел-Коммуникации ПАО, базовая станция сотовой связи № 87233	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Чайко А.А., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Рустамов М.Р. оглы, жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,030		0,030	2022	ТУ ДРСК		0,030	0,030
Бондаренко Т.В., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Рузиева Н.Ю., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,010		0,010	2022	ТУ ДРСК		0,010	0,010
Снигирева Д.С., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015

Перечень новых и расширяемых потребителей г. Свободный Амурской области
с указанием максимальных электрических нагрузок

Наименования потребителей	Центр питания	Р макс. нов. Потр.	Введено до 01.01.2019	Прирост Р макс.	Год ввода	Источник информации	2017г отчёт	2023 г	2028 г
Александрова Н.П., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Васильева В.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Козьяков В.П., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Слива А.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Матафонова Н.Г., дача	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Асфальт АО. База хранения строительных материалов	ПС 35 кВ Северная	0,400		0,400	2023	ТУ ДРСК		0,400	0,400
Козлов А.П., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Доброштан В.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Цырульников М.К., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,150		0,150	2023	ТУ ДРСК		0,150	0,150
Поляничкина Т.А., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Демкова В.В., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,030		0,030	2023	ТУ ДРСК		0,030	0,030
Инвест Дом ООО. Административно-производственное здание	ПС 35 кВ Северная	0,070		0,070	2023	ТУ ДРСК		0,070	0,070
Рязанова Е.А., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Колесников В.В. Производственная база	ПС 35 кВ Северная	0,030		0,030	2023	ТУ ДРСК		0,030	0,030
Чеботарева Н.А., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Киверов В.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Афанасьев А.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
АР-Строй ООО. Стройплощадка МЖД	ПС 35 кВ Северная	0,050		0,050	2023	ТУ ДРСК		0,050	0,050
Герасимова Л.А., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Васильков К.А., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Ромашов А.А., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,005		0,005	2019	ТУ ДРСК		0,005	0,005
Федосов Ю.А., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,005		0,005	2020	ТУ ДРСК		0,005	0,005
Иваненко А.В., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,005		0,005	2020	ТУ ДРСК		0,005	0,005
Лиханчин С.А., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2020	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Волошина В.В., павильон	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2020	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Самвелян С.М. Производственная база	ПС 35 кВ Северная	0,350		0,350	2020	ТУ ДРСК		0,350	0,350
Кравченко С.А., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2020	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Войткова Л.А., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,030		0,030	2020	ТУ ДРСК		0,030	0,030
Фуго Р.В., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Павлов Ф.Н., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,010		0,010	2022	ТУ ДРСК		0,010	0,010
МегаФон ПАО, Базовая станция станции сотовой связи №9495	ПС 35 кВ Северная	0,008		0,008	2022	ТУ ДРСК		0,008	0,008
Котец С.В., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,010		0,010	2022	ТУ ДРСК		0,010	0,010
Плакса В.М., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Долгих Д.Г. ИП. Склад ГСМ	ПС 35 кВ Северная	0,030		0,030	2022	ТУ ДРСК		0,030	0,030
АР-Строй ООО, жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,070		0,070	2022	ТУ ДРСК		0,070	0,070
Копчинская Н.Г., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Колесников В.В., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Сбербанк России ПАО	ПС 35 кВ Северная	0,080		0,080	2022	ТУ ДРСК		0,080	0,080
Липовка С.В., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,005		0,005	2022	ТУ ДРСК		0,005	0,005
Шаура Т.В., гараж	ПС 35 кВ Северная	0,005		0,005	2022	ТУ ДРСК		0,005	0,005
Ростелеком ПАО, гаражи	ПС 35 кВ Северная	0,100		0,100	2022	ТУ ДРСК		0,100	0,100
Амурстрой АО, жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,160		0,160	2022	ТУ ДРСК		0,160	0,160
Демина О.В. ИП. Административное здание	ПС 35 кВ Северная	0,100		0,100	2022	ТУ ДРСК		0,100	0,100

Перечень новых и расширяемых потребителей г. Свободный Амурской области
с указанием максимальных электрических нагрузок

Наименования потребителей	Центр питания	Р макс. нов. Потр.	Введено до 01.01.2019	Прирост Р макс.	Год ввода	Источник информации	2017г отчёт	2023 г	2028 г
Рыжов Е.Л., жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,250		0,250	2022	ТУ ДРСК		0,250	0,250
Корона ООО. Общежитие	ПС 35 кВ Северная	0,150		0,150	2022	ТУ ДРСК		0,150	0,150
АР-Строй ООО, жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,250		0,250	2022	ТУ ДРСК		0,250	0,250
Детский сад №9 МДОАУ	ПС 35 кВ Северная	0,149		0,149	2022	ТУ ДРСК		0,149	0,149
Монолит СК ООО, жилой дом	ПС 35 кВ Северная	0,325		0,325	2022	ТУ ДРСК		0,325	0,325
ООО Корона (оздоровительно развлекательный комплекс)	ПС 35 кВ Северная	0,290		0,290	2020	ТУ ДРСК		0,290	0,290
Саватеев А.С (склад)	ПС 35 кВ Северная	0,040		0,040	2020	ТУ ДРСК		0,040	0,040
ООО СГМ	ПС 35 кВ Северная	0,650		0,650	2019	ТУ ДРСК		0,650	0,650
Жаринова С.Ф. (мед. Центр)	ПС 35 кВ Северная	0,060		0,060	2020	ТУ ДРСК		0,060	0,060
Митрофанов Н.А.	ПС 35 кВ Северная	0,015		0,015	2019	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Всего по ПС Северная		17,572	0,00	17,572				15,37	17,57
в т.ч. Потребители ООО Газпромпереработка								9,54	10,74
прочие потребители								5,83	6,83
То же с К одн.								13,25	15,13
К одн. 0,9								8,59	9,67
К одн. 0,8								4,67	5,47
Филиал ОАО "РЖД" Трансэнерго Забайкальская дирекция по энергообеспечению, ж.д. вокзал, г. Свободный	ПС 35 кВ Пера	1,050	0,25	0,800	после 2020 г	Филиал ОАО "РЖД" Трансэнерго			0,800
Строительство МКД, г. Свободный	ПС 35 кВ Пера	1,030		1,030		Администрация г. Свободный			1,030
Строительство родильного дома, г. Свободный	ПС 35 кВ Пера	0,970		0,970		Министерство здравоохранения Амурской области			0,970
Капитальный ремонт инфекционного отделения	ПС 35 кВ Пера				по мере обращения	РЭС "Амурский" филиал "Дальневосточный"			
ГБУЗ АО "Свободненская больница"		0,600		0,600	потребителя	АО "Оборонэнерго"			0,600
Карякина Э.Э. жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Утенков А.В., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Индустрия ООО	ПС 35 кВ Пера	0,400		0,400	2023	ТУ ДРСК		0,400	0,400
Хомик А.В., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Куличкова Г.И., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Шмаков В.М., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Брызгалов А.И., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,050		0,050	2023	ТУ ДРСК		0,050	0,050
Магонов А.Н. ИП, производственная база	ПС 35 кВ Пера	0,100		0,100	2023	ТУ ДРСК		0,100	0,100
Вымпел-Коммуникации ПАО, базовая станция сотовой связи № 87227	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Тагиев М.М. оглы. Пилорама	ПС 35 кВ Пера	0,050		0,050	2023	ТУ ДРСК		0,050	0,050
Константинова Н.Д., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Назаров С.Ф., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Басанский С.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Гвоздовский А.С., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,025		0,025	2023	ТУ ДРСК		0,025	0,025
Бир Ф.Э., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
ВИПСТРОЙ ООО, жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,035		0,035	2023	ТУ ДРСК		0,035	0,035
Коморная С.В., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2020	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Гудевич А.Г., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2020	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Герасимова О.Г., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2020	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Чернобаев В.А., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Марчук М.В. гараж	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Новоженова Л.И., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Аверин А.В., жилой дом	ПС 35 кВ Пера	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Андреев А.А. Склад	ПС 35 кВ Пера	0,050		0,050	2023	ТУ ДРСК		0,050	0,050
Бибикина Д.Е. К/Х, Ферма	ПС 35 кВ Пера	0,150		0,150	2023	ТУ ДРСК		0,150	0,150
МКУ Стройсервис г. Свободного, 0073 от 14.01.2019 (Перский водозабор)	ПС 35 кВ Пера	0,275		0,275	2020	ТУ ДРСК		0,275	0,275
Всего по ПС Пера		5,040	0,25	4,790				1,39	4,79
То же с К одн. 0,8								1,11	3,83
Строительство МКД, г. Свободный	ПС 35 кВ Южная	1,980		1,980		Данные Администрации г. Свободный			1,980
Строительство МКД, Механический	ПС 35 кВ Южная	0,600		0,600	по мере обращения	РЭС "Амурский" филиал "Дальневосточный"			0,600
Газпром переработка Благовещенск ООО	ПС 35 кВ Южная	1,800		1,800	потребителя	Письмо о возможности ТП			1,800
Борозда Е.А., гараж	ПС 35 кВ Южная	0,005		0,005	2022	ТУ ДРСК		0,005	0,005
Галина В.С., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2021	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Витвицкая Т.В., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,010		0,010	2021	ТУ ДРСК		0,010	0,010
Сластина Г.В., гараж	ПС 35 кВ Южная	0,010		0,010	2021	ТУ ДРСК		0,010	0,010

Перечень новых и расширяемых потребителей г. Свободный Амурской области
с указанием максимальных электрических нагрузок

Наименования потребителей	Центр питания	Р макс. нов. Потр.	Введено до 01.01.2019	Прирост Р макс.	Год ввода	Источник информации	2017г отчёт	2023 г	2028 г
Юрченко А.П., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2021	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Строймост Специализированный Застройщик ООО, жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,210		0,210	2021	ТУ ДРСК		0,210	0,210
Тырцев А.А., Автосервис и автомойка	ПС 35 кВ Южная	0,160		0,160	2021	ТУ ДРСК		0,160	0,160
Синичук Н.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2021	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Петрова Г.В., гараж	ПС 35 кВ Южная	0,005		0,005	2021	ТУ ДРСК		0,005	0,005
Маковой Р.В., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Шиккер С.В., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Ефанова А.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Борисов В.А., гараж	ПС 35 кВ Южная	0,008		0,008	2022	ТУ ДРСК		0,008	0,008
Дзэй А.Г., производственная база	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Амурстрой АО, жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,300		0,300	2022	ТУ ДРСК		0,300	0,300
Амурстрой АО, жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,250		0,250	2022	ТУ ДРСК		0,250	0,250
Холодная А.А., гараж	ПС 35 кВ Южная	0,040		0,040	2022	ТУ ДРСК		0,040	0,040
Амурстрой АО, жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,250		0,250	2022	ТУ ДРСК		0,250	0,250
Амурстрой АО, жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,150		0,150	2022	ТУ ДРСК		0,150	0,150
ДК им. С.Лазо МБУ, Дворец культуры железнодорожников	ПС 35 кВ Южная	0,400		0,400	2022	ТУ ДРСК		0,400	0,400
Сорокин А.А., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Соболев А.О., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Ситнов А.П., гараж	ПС 35 кВ Южная	0,007		0,007	2022	ТУ ДРСК		0,007	0,007
Бочарова Т.В., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Вымпел-Коммуникации ПАО, базовая станция сотовой связи № 87228	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Вымпел-Коммуникации ПАО, базовая станция сотовой связи № 87231	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Загоровский И.А. (автостоянка)	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Семяк В.А., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Шутько Н.М., гараж	ПС 35 кВ Южная	0,010		0,010	2022	ТУ ДРСК		0,010	0,010
Лавринова О.С., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Дальэлектромонтаж ООО. Производственная база	ПС 35 кВ Южная	1,000		1,000	2023	ТУ ДРСК		1,000	1,000
Чеботарёв Р.Б., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Гайнанова Г.М., гараж	ПС 35 кВ Южная	0,010		0,010	2023	ТУ ДРСК		0,010	0,010
Подшивалова Л.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Седунов С.С., гараж	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Колокольников Ю.В., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Авдашков А.В., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Дорошенко В.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Вершинин Д.В., гараж	ПС 35 кВ Южная	0,010		0,010	2023	ТУ ДРСК		0,010	0,010
Авдонина М.Н., жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Амурстрой АО. Производственная база	ПС 35 кВ Южная	0,150		0,150	2023	ТУ ДРСК		0,150	0,150
Луговская О.Ю., гараж	ПС 35 кВ Южная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Амурстрой АО, жилой дом	ПС 35 кВ Южная	0,250		0,250	2023	ТУ ДРСК		0,250	0,250
Сервис-Газификация ЗАО, административное здание	ПС 35 кВ Южная	0,150		0,150	2021	ТУ ДРСК		0,150	0,150

Перечень новых и расширяемых потребителей г. Свободный Амурской области
с указанием максимальных электрических нагрузок

Наименования потребителей	Центр питания	Р макс. нов. Потр.	Введено до 01.01.2019	Прирост Р макс.	Год ввода	Источник информации	2017г отчёт	2023 г	2028 г
МКУ Стройсервис г. Свободного (очисные сооружения)	ПС 35 кВ Южная	0,900		0,900	2019	ту ДРСК		0,900	0,900
АО Амурстрой	ПС 35 кВ Южная	0,250		0,250	2020	ту ДРСК		0,250	0,250
Руденко С.А. ИП	ПС 35 кВ Южная	0,150		0,150	2019	ту ДРСК		0,150	0,150
Всего по ПС Южная 35/10		9,410	0,00	9,410				5,03	9,41
в т.ч. Потребители ООО Газпромпереработка								0,00	1,80
прочие потребители								5,03	7,61
То же с К одн.								4,02	7,71
К одн. 0,9								0,00	1,62
К одн. 0,8								4,02	6,09
Филиал ОАО "РЖД" Трансэнерго Забайкальская дирекция по энергообеспечению, г. Свободный	ПС 35 кВ Базовая	5,090		5,090	после 2020 г	Филиал ОАО "РЖД" Трансэнерго			5,090
Строительство МКД, г. Свободный	ПС 35 кВ Базовая	1,180		1,180		Администрация г. Свободный			1,175
Амурстрой АО., жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,160		0,160	2022	ту ДРСК		0,160	0,160
Технопром Инжиниринг ООО. АБК	ПС 35 кВ Базовая	0,220		0,220	2022	ту ДРСК		0,220	0,220
Демина О.В. ИП. Административное здание	ПС 35 кВ Базовая	0,100		0,100	2022	ту ДРСК		0,100	0,100
Рыжов Е.Л., жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,250		0,250	2022	ту ДРСК		0,250	0,250
Детский сад №9 МДОАУ. Пристройка на 6 групп	ПС 35 кВ Базовая	0,149		0,149	2022	ту ДРСК		0,149	0,149
Хасанов М.С., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ту ДРСК		0,015	0,015
Назарова Н.В., жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ту ДРСК		0,015	0,015
Тырцев А.А., административно-хозяйственное здание	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ту ДРСК		0,015	0,015
Тырцев А.А. Гостиница	ПС 35 кВ Базовая	0,050		0,050	2022	ту ДРСК		0,050	0,050
Вымпел-Коммуникации ПАО, базовая станция сотовой связи № 87234	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ту ДРСК		0,015	0,015
Барабаш С.Б.ИП, магазин	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ту ДРСК		0,015	0,015
Токарев Ю.А.	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ту ДРСК		0,015	0,015
Решетов В.В., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,010		0,010	2022	ту ДРСК		0,010	0,010
Трутнева Н.В. (магазин)	ПС 35 кВ Базовая	0,080		0,080	2023	ту ДРСК		0,080	0,080
Монолит СК ООО, жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,325		0,325	2023	ту ДРСК		0,325	0,325
Мобильные ТелеСистемы ПАО, базовая станция сотовой связи БССС - 28766	ПС 35 кВ Базовая	0,010		0,010	2023	ту ДРСК		0,010	0,010
Коваленко Ю.В., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,010		0,010	2023	ту ДРСК		0,010	0,010
Волошкина И.Г., жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2023	ту ДРСК		0,015	0,015
Трутнева Н.В., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2023	ту ДРСК		0,015	0,015
Захарченко К.А., жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2023	ту ДРСК		0,015	0,015
Манукян В.Ф., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,005		0,005	2023	ту ДРСК		0,005	0,005
Недбаевский В.С., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2023	ту ДРСК		0,015	0,015
Думаненко Н.И., жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2023	ту ДРСК		0,015	0,015
Сазонова Т.В., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,005		0,005	2023	ту ДРСК		0,005	0,005
Суровешкина О.Г., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2023	ту ДРСК		0,015	0,015
Монолит СК ООО, Стройплощадка жилого дома со встроенными помещениями общественного назначения	ПС 35 кВ Базовая	0,120		0,120	2023	ту ДРСК		0,120	0,120
Дихно Л.А., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,010		0,010	2023	ту ДРСК		0,010	0,010
Родионов А.Г., жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2023	ту ДРСК		0,015	0,015
Симонов Е.И., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2020	ту ДРСК		0,015	0,015
Тырцева Н.Б., Административное здание со складскими помещениями	ПС 35 кВ Базовая	0,030		0,030	2021	ту ДРСК		0,030	0,030
Сервис-Газификация ЗАО, административное здание	ПС 35 кВ Базовая	0,150		0,150	2022	ту ДРСК		0,150	0,150
Демидович Т.В., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ту ДРСК		0,015	0,015
Горбаченко С.А., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,008		0,008	2022	ту ДРСК		0,008	0,008

Перечень новых и расширяемых потребителей г. Свободный Амурской области
с указанием максимальных электрических нагрузок

Наименования потребителей	Центр питания	Р макс. нов. Потр.	Введено до 01.01.2019	Прирост Р макс.	Год ввода	Источник информации	2017г отчёт	2023 г	2028 г
Шуманова А.В., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,008		0,008	2022	ТУ ДРСК		0,008	0,008
Гулевич В.П., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,010		0,010	2022	ТУ ДРСК		0,010	0,010
Кайков Е.П., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Землянов А.В., жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Парфенова А.Ю., жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Дейнеко И.О., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,008		0,008	2022	ТУ ДРСК		0,008	0,008
Уварова Т.В., жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Келин А.Л., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Белокопытов П.В., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Глухов И.Н., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,006		0,006	2022	ТУ ДРСК		0,006	0,006
Гырцева Н.Б., жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,050		0,050	2022	ТУ ДРСК		0,050	0,050
Ребров С.В., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,010		0,010	2022	ТУ ДРСК		0,010	0,010
Сизоненко Е.П., гараж	ПС 35 кВ Базовая	0,007		0,007	2022	ТУ ДРСК		0,007	0,007
Сервер ООО, передвижное ВРУ стройплощадки	ПС 35 кВ Базовая	0,025		0,025	2023	ТУ ДРСК		0,025	0,025
Сервер ООО, передвижной вагончик	ПС 35 кВ Базовая	0,005		0,005	2023	ТУ ДРСК		0,005	0,005
Сервер ООО, передвижной вагончик	ПС 35 кВ Базовая	0,005		0,005	2023	ТУ ДРСК		0,005	0,005
Монолит СК ООО, жилой дом	ПС 35 кВ Базовая	0,137		0,137	2020	ТУ ДРСК		0,137	0,137
Чеботарева Л.А.	ПС 35 кВ Базовая	0,015		0,015	2019	ТУ ДРСК		0,015	0,015
ООО Сервер	ПС 35 кВ Базовая	0,035		0,035	2019	ТУ ДРСК		0,035	0,035
Всего по ПС Базовая 35/10		8,598	0,00	8,598				2,33	8,59
То же с К одн. 0,8								1,86	6,87
Филиал ОАО "РЖД" Трансэнерго Забайкальская дирекция по энергообеспечению, г. Свободный	ПС 35 кВ Восточная	8,630		8,630	после 2020 г	Филиал ОАО "РЖД" Трансэнерго			8,630
Строительство МКД, г. Свободный	ПС 35 кВ Восточная	0,220		0,220		Администрация г. Свободный			0,220
Прочие	ПС 35 кВ Восточная	0,710		0,710		Администрация г. Свободный			0,710
Луцинова Т.Н. Магазин-кулинария	ПС 35 кВ Восточная	0,080		0,080	2022	ТУ ДРСК		0,080	0,080
Улиханян А.З. Гараж	ПС 35 кВ Восточная	0,030		0,030	2022	ТУ ДРСК		0,030	0,030
СОШ МОУ №11. Здание школы	ПС 35 кВ Восточная	0,055		0,055	2022	ТУ ДРСК		0,055	0,055
Вымпел-Коммуникации ПАО, базовая станция сотовой связи № 87230	ПС 35 кВ Восточная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Хамов Б.П., жилой дом	ПС 35 кВ Восточная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
АР-Строй ООО, жилой дом	ПС 35 кВ Восточная	0,120		0,120	2023	ТУ ДРСК		0,120	0,120
АР-Строй ООО, строительная площадка	ПС 35 кВ Восточная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Жуков Е.А., жилой дом	ПС 35 кВ Восточная	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Мочалов Ю.В., гараж	ПС 35 кВ Восточная	0,005		0,005	2019	ТУ ДРСК		0,005	0,005
Афонина В.И., жилой дом	ПС 35 кВ Восточная	0,015		0,015	2020	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Патрикеева И.М., жилой дом	ПС 35 кВ Восточная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Гопкало А.В., гараж	ПС 35 кВ Восточная	0,008		0,008	2022	ТУ ДРСК		0,008	0,008
Истигешев А.Е., жилой дом	ПС 35 кВ Восточная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Терентьев С.М., гараж	ПС 35 кВ Восточная	0,010		0,010	2022	ТУ ДРСК		0,010	0,010
Строймост Специализированный Застройщик ООО, жилой дом	ПС 35 кВ Восточная	0,210		0,210	2021	ТУ ДРСК		0,210	0,210
Амурстрой АО, жилой дом	ПС 35 кВ Восточная	0,300		0,300	2021	ТУ ДРСК		0,300	0,300
Амурстрой АО, жилой дом	ПС 35 кВ Восточная	0,250		0,250	2022	ТУ ДРСК		0,250	0,250
Амурстрой АО, жилой дом	ПС 35 кВ Восточная	0,150		0,150	2022	ТУ ДРСК		0,150	0,150
СОШ МОУ №11. Здание школы	ПС 35 кВ Восточная	0,055		0,055	2022	ТУ ДРСК		0,055	0,055
Всего по ПС Восточная 35/10		10,938	0,00	10,938				1,38	10,94
То же с К одн. 0,8								1,10	8,75

Перечень новых и расширяемых потребителей г. Свободный Амурской области
с указанием максимальных электрических нагрузок

Наименования потребителей	Центр питания	Р макс. нов. Потр.	Введено до 01.01.2019	Прирост Р макс.	Год ввода	Источник информации	2017г отчёт	2023 г	2028 г
Михайлов И.В., жилой дом	ПС 35 кВ Климочуцы	0,015		0,015	2020	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Михайлов И.В., жилой дом	ПС 35 кВ Климочуцы	0,015		0,015	2020	ТУ ДРСК		0,015	0,015
РТРС ФГУП. Цифровая телевизионная станция	ПС 35 кВ Климочуцы	0,064		0,064	2022	ТУ ДРСК		0,064	0,064
Кушнарёва О.В., жилой дом	ПС 35 кВ Климочуцы	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Гурдина Е.В., ферма	ПС 35 кВ Климочуцы	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Щербина А.С., ферма	ПС 35 кВ Климочуцы	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Авдеев А.Б., жилой дом	ПС 35 кВ Климочуцы	0,015		0,015	2023	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Тырцева Н.Б. РММ	ПС 35 кВ Климочуцы	0,040		0,040	2022	ТУ ДРСК		0,040	0,040
Всего по ПС Климочуцы 35/10 кВ		0,194		0,194				0,19	0,19
То же с К одн. 0,8								0,15	0,15
Надежда СПК, котора	ПС 35 кВ Костюковка	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Гордановская Л.Г., жилой дом	ПС 35 кВ Костюковка	0,015		0,015	2021	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Надежда СПК. Весовая (КЭС)	ПС 35 кВ Костюковка	0,080		0,080	2022	ТУ ДРСК		0,080	0,080
Администрация Костюковского сельсовета, уличное освещение	ПС 35 кВ Костюковка	0,000		0,000	2022	ТУ ДРСК		0,000	0,000
Колегов Э.В.	ПС 35 кВ Костюковка	0,015		0,015	2019	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Всего по ПС Костюковка 35/10 кВ		0,125		0,125				0,13	0,13
То же с К одн. 0,8								0,10	0,10
Гучев А.В., жилой дом		0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Администрация Малосазанского сельсовета, уличное освещение	ПС 35 кВ Лесная	0,000		0,000	2023	ТУ ДРСК		0,000	0,000
Администрация Малосазанского сельсовета, уличное освещение	ПС 35 кВ Лесная	0,000		0,000	2023	ТУ ДРСК		0,000	0,000
Администрация Новгородского сельсовета, сквер	ПС 35 кВ Лесная	0,015		0,015	2022	ТУ ДРСК		0,015	0,015
Всего по ПС Лесная 35/10 кВ		0,030		0,030				0,03	0,03
То же с К одн. 0,8								0,02	0,02
Итого по новым и расш. потр. г. Свободный		55,78	0,25	55,53				29,7	55,5
в т.ч. Потребители ООО Газпромпереработка								9,5	12,5
прочие потребители								20,2	43,0
То же с К одн.								24,7	45,7
К одн. 0,9								8,6	11,3
К одн. 0,8								16,1	34,4
ТОСЭР Свободный									
Газпром переработка Благовещенск ООО, АГПЗ, (электрообеспечение от энергосистемы + от собств ТЭС), г. Свободный	ПС 500 кВ Амурская	203,040		203,040	2026	ТУ МЭС, ООО "Газпром переработка Благовещенск"		180,600	203,000
Амурский ГХК ООО (строительство)	ПС 220/10 кВ "АГХК- Строительная"	36,000		36,000	2019-2025	ТУ МЭС Востока		36,000	
ООО Амурский ГХК	ПС 500 кВ Амурская	301,000		301,000	2026	ТУ МЭС Востока		301,000	301,000
Всего по ТОСЭР Свободный		540,040		540,040				517,60	504,00
То же с К одн. 0,9								465,84	453,60

Расчет экономической эффективности сооружения ПС 110 кВ Новый ЦП с ВЛ 110 кВ Амурская - Новый ЦП (двухцепная)

Годы		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Вытесняемая мощность	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч	0		53	53	60	60	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Стоимость э/энергии	коп/кВтч	0	0	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Годы		17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Вытесняемая мощность	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Стоимость э/энергии	коп/кВтч	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Освоенные капвложения млн.руб	Необходимые инвестиции, млн.руб									
Воздушные линии электропередачи	0,00	918,400	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Кабельные линии электропередачи	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Подстанции	0,00	268,60	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Постоянные эксплуатационные издержки по ВЛ, % 0,8
 Постоянные эксплуатационные издержки по КЛ, % 3,0
 Постоянные эксплуатационные издержки по ПС, % 4,9
 Амортизационные отчисления по ВЛ, % 2,0
 Амортизационные отчисления по КЛ, % 2,0
 Амортизационные отчисления по ПС, % 3,5
 Уд. капвложения на мощность, руб/кВт 0
 Постоянные издержки по эл.станции, % 4,5
 Год приведения затрат 1
 Норма дисконта, % 5,0
 Пересчет с учётом инфляции 0

Необходимые инвестиции, млн.руб.

	Освоенные капвложения млн.руб	Необходимые инвестиции, млн.руб									
Воздушные линии электропередачи	0	268,6	0,00	0,000	0	0	0	0	0	0	0
Кабельные линии электропередачи	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Подстанции	0	918,40	0,00	0,000	0	0	0	0	0	0	

Расчет экономической эффективности сооружения ПС 110 кВ Новый ЦП с ВЛ 110 кВ Амурская - Новый ЦП (двухцепная)

		Сумма	Годы расчетного периода															
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вытесняемая мощность	МВт		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч		0	0	0	53	53	60	60	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Стоимость э/энергии	коп/кВтч		0	0	0	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб./год		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ																		
Освоенные капиталовложения	млн.руб		0															
в том числе: ВЛ	млн.руб		0															
КЛ	млн.руб		0															
оборудование ПС	млн.руб		0															
Необходимые капиталовложения	млн.руб	1187	1187	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: ВЛ	млн.руб	918,4	918,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЛ	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб	268,6	268,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопленные капиталовложения	млн.руб		1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187
в том числе: ВЛ	млн.руб		918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4
КЛ	млн.руб		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб		268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6
Основные фонды	млн.руб	1187	0	0	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187	1187
в том числе: ВЛ	млн.руб	918,4	0	0	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4	918,4
КЛ	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб	268,6	0	0	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6	268,6
Ежегодные постоянные издержки	млн.руб	615,26	0,00	0,00	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51
в том числе: ВЛ	0,8 %		0,00	0,00	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35
КЛ	3,0 %		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
оборудование ПС	4,9 %		0,00	0,00	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16
Затраты по обновируемому проекту	млн.руб	-1802,26	-1187,00	0,00	-20,51	-20,51	-20,51	-20,51	-20,51	-20,51	-20,51	-20,51	-20,51	-20,51	-20,51	-20,51	-20,51	-20,51
Экономия капзатрат на ввод мощности	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Экономия ежегодных издержек по эл/ст.	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего экономия затрат на ввод мощности	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Экономия затрат на выработку э/э	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Снижение ущерба от недоотпуска э/э	млн.руб	9000,5	0,00	0,00	197,69	197,69	223,80	223,80	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Системный эффект	млн.руб	9000,5	0,00	0,00	197,69	197,69	223,80	223,80	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13	302,13
Результурующий эффект	млн.руб	7177,72	-1187,0	0,0	177,2	177,2	203,3	203,3	281,6	281,6	281,6	281,6	281,6	281,6	281,6	281,6	281,6	281,6
То же, нарастающим итогом	млн.руб		-1187,0	-1187,0	-1009,8	-832,6	-629,3	-426,1	-144,4	137,2	418,8	700,4	982,1	1263,7	1545,3	1826,9	2108,5	2390,2
Простой срок окупаемости (Т)	лет	7,5	7,5															
При периоде 100 лет: E = 0,05 год приведения T _{прив} = 1																		
Дисконтированные затраты	млн.руб	-1491,6	-1187,0	0,0	-18,6	-17,7	-16,9	-16,1	-15,3	-14,6	-13,9	-13,2	-12,6	-12,0	-11,4	-10,9	-10,4	-9,9
То же, нарастающим итогом	млн.руб		-1187,0	-1187,0	-1205,6	-1223,3	-1240,2	-1256,3	-1271,6	-1286,1	-1300,0	-1313,2	-1325,8	-1337,8	-1349,2	-1360,1	-1370,5	-1380,3
Дисконтир. системный эффект	млн.руб	4176,0	0,0	0,0	179,3	170,8	184,1	175,4	225,5	214,7	204,5	194,8	185,5	176,6	168,2	160,2	152,6	145,3
То же, нарастающим итогом	млн.руб		0,0	0,0	179,3	350,1	534,2	709,6	935,0	1149,7	1354,2	1549,0	1734,5	1911,1	2079,3	2239,6	2392,2	2537,5
Дисконтир. результирующий эффект	млн.руб	2684,4	-1187,0	0,0	160,7	153,1	167,2	159,3	210,2	200,1	190,6	181,5	172,9	164,7	156,8	149,3	142,2	135,5
То же, нарастающим итогом	млн.руб		-1187,0	-1187,0	-1026,3	-873,2	-706,0	-546,7	-336,6	-136,4	54,2	235,7	408,6	573,3	730,1	879,5	1021,7	1157,2
Дисконтированный срок окупаемости (Т)	лет	8,7	8,7															
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	млн.руб	2684,4																
Внутренняя норма доходности (ВНД)	%	17,0																
Индекс доходности (ИД)	о.е	2,80																

**Движение денежных потоков с начала сооружения ПС 110 кВ Новый ЦП с ВЛ 110 кВ
Амурская - Новый ЦП (двухцепная) (DR=5%)**

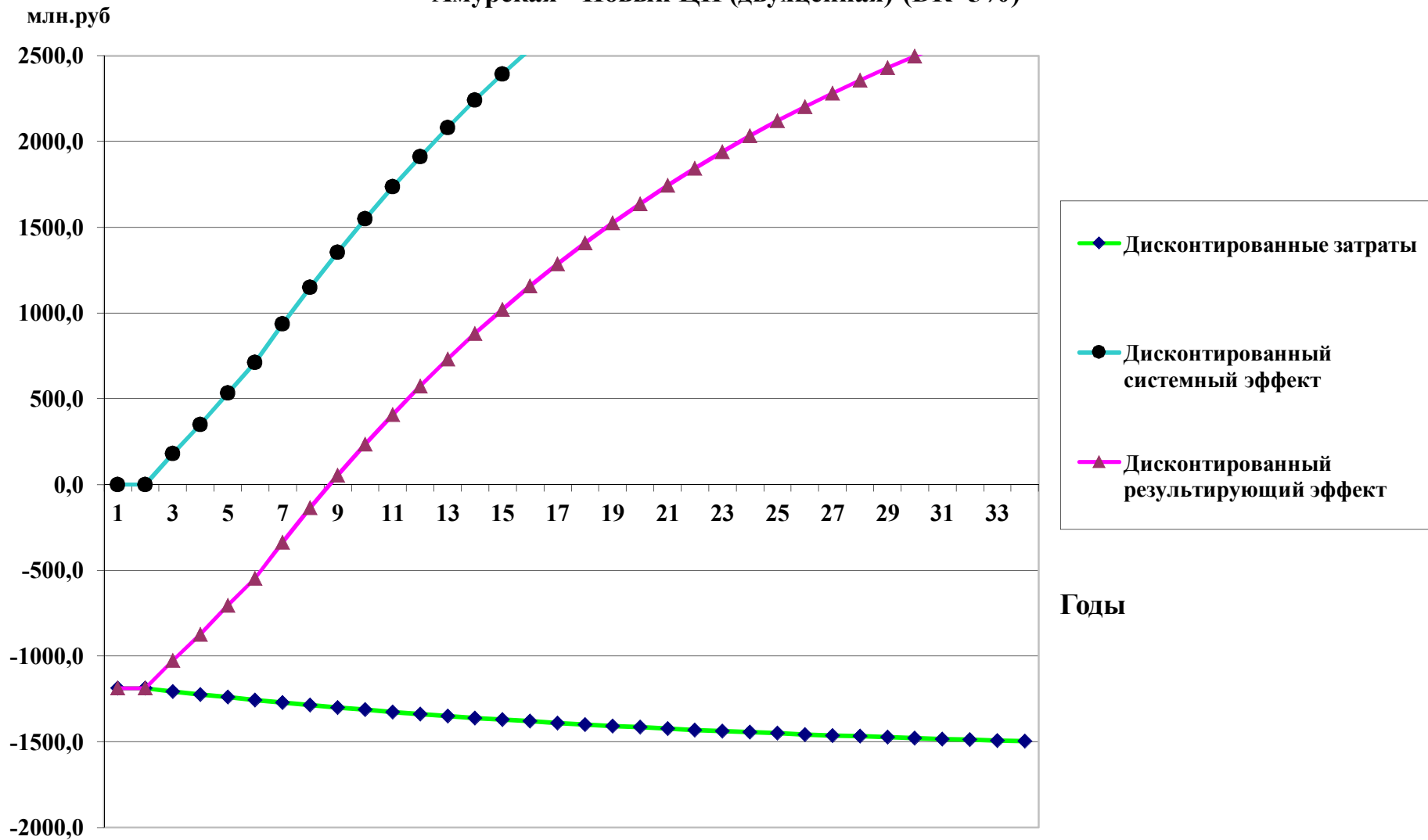


Рисунок 1

Расчет экономической эффективности сооружения ВЛ 35 кВ Южная - Базовая

Годы		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Вытесняемая мощность	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч	0	0,02	0,02	0,02	0,022	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Стоимость э/энергии	коп/кВтч	0	0	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограниче	млн.руб./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Годы		17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Вытесняемая мощность	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Стоимость э/энергии	коп/кВтч	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограниче	млн.руб./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Освоенные капвложения млн.руб	Необходимые инвестиции, млн.руб									
Воздушные линии электропередачи	0,00	41,500	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Кабельные линии электропередачи	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подстанции	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Постоянные эксплуатационные издержки по ВЛ, %	0,8
Постоянные эксплуатационные издержки по КЛ, %	3,0
Постоянные эксплуатационные издержки по ПС, %	4,9
Амортизационные отчисления по ВЛ, %	2,0
Амортизационные отчисления по КЛ, %	2,0
Амортизационные отчисления по ПС, %	3,5
Уд. капвложения на мощность, руб/кВт	0
Постоянные издержки по эл.станции, %	4,5
Год приведения затрат	1
Норма дисконта, %	5,0
Пересчет с учётом инфляции	0

Необходимые инвестиции, млн.руб.

	Освоенные капвложения млн.руб	Необходимые инвестиции, млн.руб									
Воздушные линии электропередачи	0	41,5	0,00	0,000	0	0	0	0	0	0	0
Кабельные линии электропередачи	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подстанции	0	0,00	0,00	0,000	0	0	0	0	0	0	0

Расчет экономической эффективности сооружения ВЛ 35 кВ Южная - Базовая

		Сумма	Годы расчетного периода															
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Вытесняемая мощность	МВт		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч		0	0	0,02	0,02	0,02	0,022	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Стоимость э/энергии	коп/кВтч		0	0	0	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб./год		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ																		
Освоенные капиталовложения	млн.руб	0																
в том числе: ВЛ	млн.руб	0																
КЛ	млн.руб	0																
оборудование ПС	млн.руб	0																
Необходимые капиталовложения	млн.руб	41,5	41,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: ВЛ	млн.руб	41,5	41,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЛ	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопленные капиталовложения	млн.руб		41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
в том числе: ВЛ	млн.руб		41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
КЛ	млн.руб		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Основные фонды	млн.руб	41,5	0	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
в том числе: ВЛ	млн.руб	41,5	0	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
КЛ	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ежегодные постоянные издержки	млн.руб	10,29	0,00	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
в том числе: ВЛ	0,8 %		0,00	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
КЛ	3,0 %		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
оборудование ПС	4,9 %		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты по обособываемому проекту	млн.руб	-51,79	-41,50	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33
Экономия капзатрат на ввод мощности	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Экономия ежегодных издержек по эл/ст.	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего экономия затрат на ввод мощности	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Экономия затрат на выработку э/э	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Снижение ущерба от недоотпуска э/э	млн.руб	167,9	0,00	0,00	5,40	5,40	5,94	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Системный эффект	млн.руб	167,9	0,00	0,00	5,40	5,40	5,94	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40	5,40
Результурующий эффект	млн.руб	115,82	-41,5	-0,3	5,1	5,1	5,6	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
То же, нарастающим итогом	млн.руб		-41,5	-41,8	-36,8	-31,7	-26,1	-21,0	-16,0	-10,9	-5,8	4,3	9,4	14,5	19,5	24,6	29,7	
Простой срок окупаемости (Т)	лет	10,1	10,1															
При периоде 100 лет: E = 0,05 год приведения T _{прив} = 1																		
Дисконтированные затраты	млн.руб	-46,7	-41,5	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
То же, нарастающим итогом	млн.руб		-41,5	-41,8	-42,1	-42,4	-42,7	-42,9	-43,2	-43,4	-43,6	-43,9	-44,1	-44,3	-44,4	-44,6	-44,8	-44,9
Дисконтир. системный эффект	млн.руб	80,6	0,0	0,0	4,9	4,7	4,9	4,2	4,0	3,8	3,7	3,5	3,3	3,2	3,0	2,9	2,7	2,6
То же, нарастающим итогом	млн.руб		0,0	0,0	4,9	9,6	14,4	18,7	22,7	26,5	30,2	33,7	37,0	40,2	43,2	46,0	48,8	51,4
Дисконтир. результирующий эффект	млн.руб	33,9	-41,5	-0,3	4,6	4,4	4,6	4,0	3,8	3,6	3,4	3,3	3,1	3,0	2,8	2,7	2,6	2,4
То же, нарастающим итогом	млн.руб		-41,5	-41,8	-37,2	-32,8	-28,2	-24,3	-20,5	-16,9	-13,4	-10,2	-7,1	-4,1	-1,3	1,4	4,0	6,4
Дисконтированный срок окупаемости (Т)	лет	13,5	13,5															
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	млн.руб	33,9																
Внутренняя норма доходности (ВНД)	%	10,6																
Индекс доходности (ИД)	о.е	1,72																

Движение денежных потоков с начала сооружения
ВЛ 35 кВ Южная - Базовая (DR=5%)

млн.руб

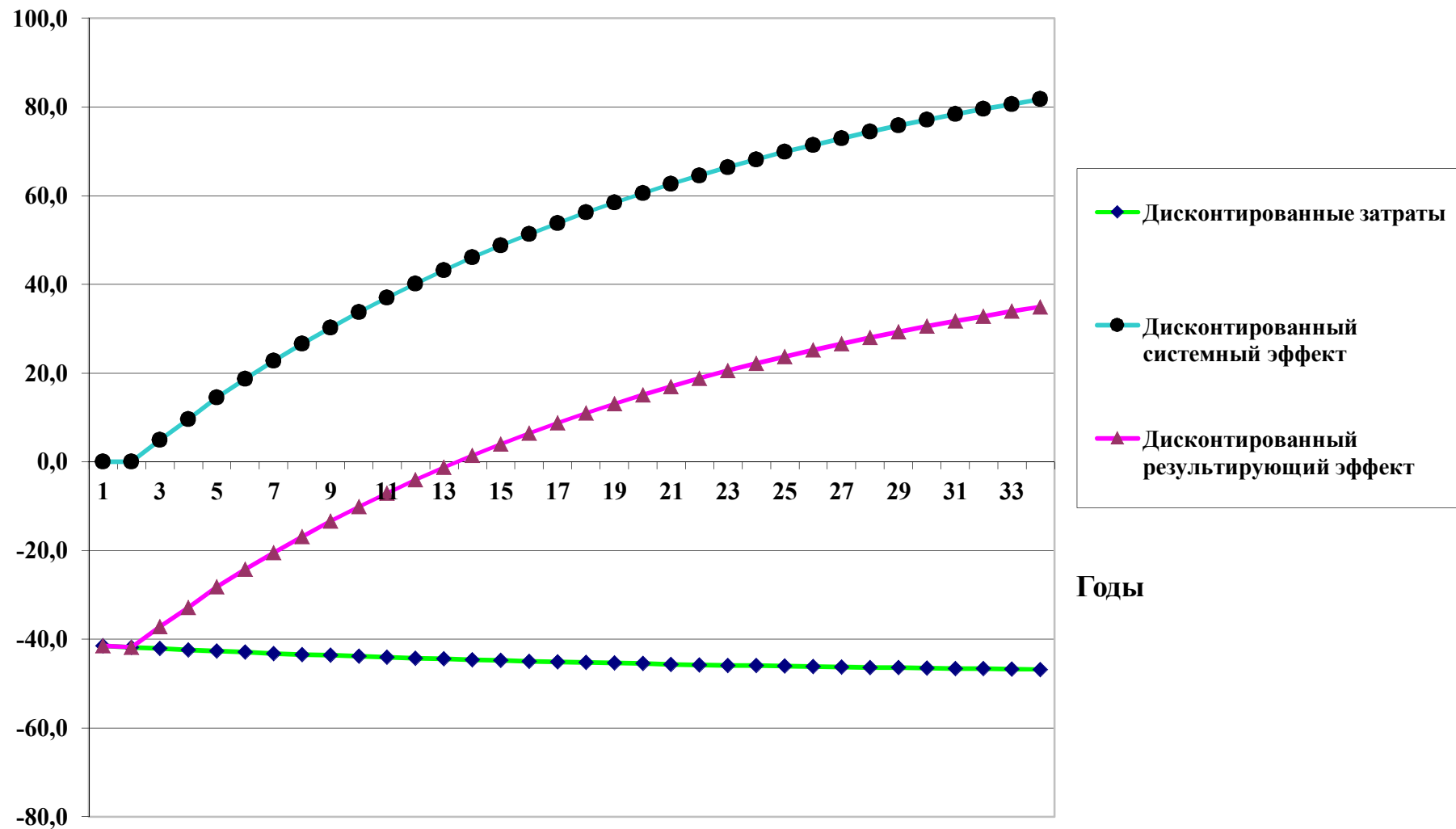


Рисунок 2

Расчет экономической эффективности сооружения отпайки на ПС Пера от ВЛ 35 кВ Северная - Заводская

Годы		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Вытесняемая мощность	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч	0	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Стоимость э/энергии	коп/кВтч	0	0	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограниче	млн.руб./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Годы		17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Вытесняемая мощность	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Стоимость э/энергии	коп/кВтч	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограниче	млн.руб./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Освоенные капвложения млн.руб	Необходимые инвестиции, млн.руб									
Воздушные линии электропередачи	0,00	8,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Кабельные линии электропередачи	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подстанции	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Постоянные эксплуатационные издержки по ВЛ, %	0,8
Постоянные эксплуатационные издержки по КЛ, %	3,0
Постоянные эксплуатационные издержки по ПС, %	4,9
Амортизационные отчисления по ВЛ, %	2,0
Амортизационные отчисления по КЛ, %	2,0
Амортизационные отчисления по ПС, %	3,5
Уд. капвложения на мощность, руб/кВт	0
Постоянные издержки по эл.станции, %	4,5
Год приведения затрат	1
Норма дисконта, %	5,0
Пересчет с учётом инфляции	0

Необходимые инвестиции, млн.руб.

	Освоенные капвложения млн.руб	Необходимые инвестиции, млн.руб									
Воздушные линии электропередачи	0	8	0,00	0,000	0	0	0	0	0	0	0
Кабельные линии электропередачи	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подстанции	0	0,00	0,00	0,000	0	0	0	0	0	0	0

Расчет экономической эффективности сооружения отпайки на ПС Пера от ВЛ 35 кВ Северная - Заводская

		Сумма	Годы расчетного периода															
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Вытесняемая мощность	МВт		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч		0	0	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Стоимость э/энергии	коп/кВтч		0	0	0	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб./год		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ																		
Освоенные капиталовложения	млн.руб	0																
в том числе: ВЛ	млн.руб	0																
КЛ	млн.руб	0																
оборудование ПС	млн.руб	0																
Необходимые капиталовложения	млн.руб	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: ВЛ	млн.руб	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЛ	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопленные капиталовложения	млн.руб		8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
в том числе: ВЛ	млн.руб		8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
КЛ	млн.руб		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Основные фонды	млн.руб	8	0	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
в том числе: ВЛ	млн.руб	8	0	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
КЛ	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ежегодные постоянные издержки	млн.руб	1,98	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
в том числе: ВЛ	0,8 %		0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
КЛ	3,0 %		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
оборудование ПС	4,9 %		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты по обособываемому проекту	млн.руб	-9,98	-8,00	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06
Экономия капзатрат на ввод мощности	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Экономия ежегодных издержек по эл/ст.	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего экономия затрат на ввод мощности	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Экономия затрат на выработку э/э	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Снижение ущерба от недоотпуска э/э	млн.руб	33,5	0,00	0,00	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Системный эффект	млн.руб	33,5	0,00	0,00	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Результрующий эффект	млн.руб	23,43	-8,0	-0,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
То же, нарастающим итогом	млн.руб		-8,0	-8,1	-7,0	-6,0	-5,0	-4,0	-3,0	-2,0	-1,0	0,1	1,1	2,1	3,1	4,1	5,1	6,2
Простой срок окупаемости (Т)	лет	9,9	9,9															
			При периоде 100 лет: E = 0,05 год приведения T _{прив} = 1															
Дисконтированные затраты	млн.руб	-9,0	-8,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
То же, нарастающим итогом	млн.руб		-8,0	-8,1	-8,1	-8,2	-8,2	-8,3	-8,3	-8,4	-8,4	-8,5	-8,5	-8,5	-8,6	-8,6	-8,6	-8,7
Дисконтир. системный эффект	млн.руб	16,0	0,0	0,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
То же, нарастающим итогом	млн.руб		0,0	0,0	1,0	1,9	2,8	3,6	4,5	5,2	6,0	6,6	7,3	7,9	8,5	9,1	9,7	10,2
Дисконтир. результирующий эффект	млн.руб	7,0	-8,0	-0,1	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
То же, нарастающим итогом	млн.руб		-8,0	-8,1	-7,1	-6,3	-5,4	-4,6	-3,9	-3,1	-2,5	-1,8	-1,2	-0,6	0,0	0,5	1,0	1,5
Дисконтированный срок окупаемости (Т)	лет	13,0	13,0															
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	млн.руб	7,0																
Внутренняя норма доходности (ВНД)	%	10,9																
Индекс доходности (ИД)	о.е	1,78																

Движение денежных потоков с начала сооружения отпайки на ПС Пера
от ВЛ 35 кВ Северная - Заводская (DR=5%)

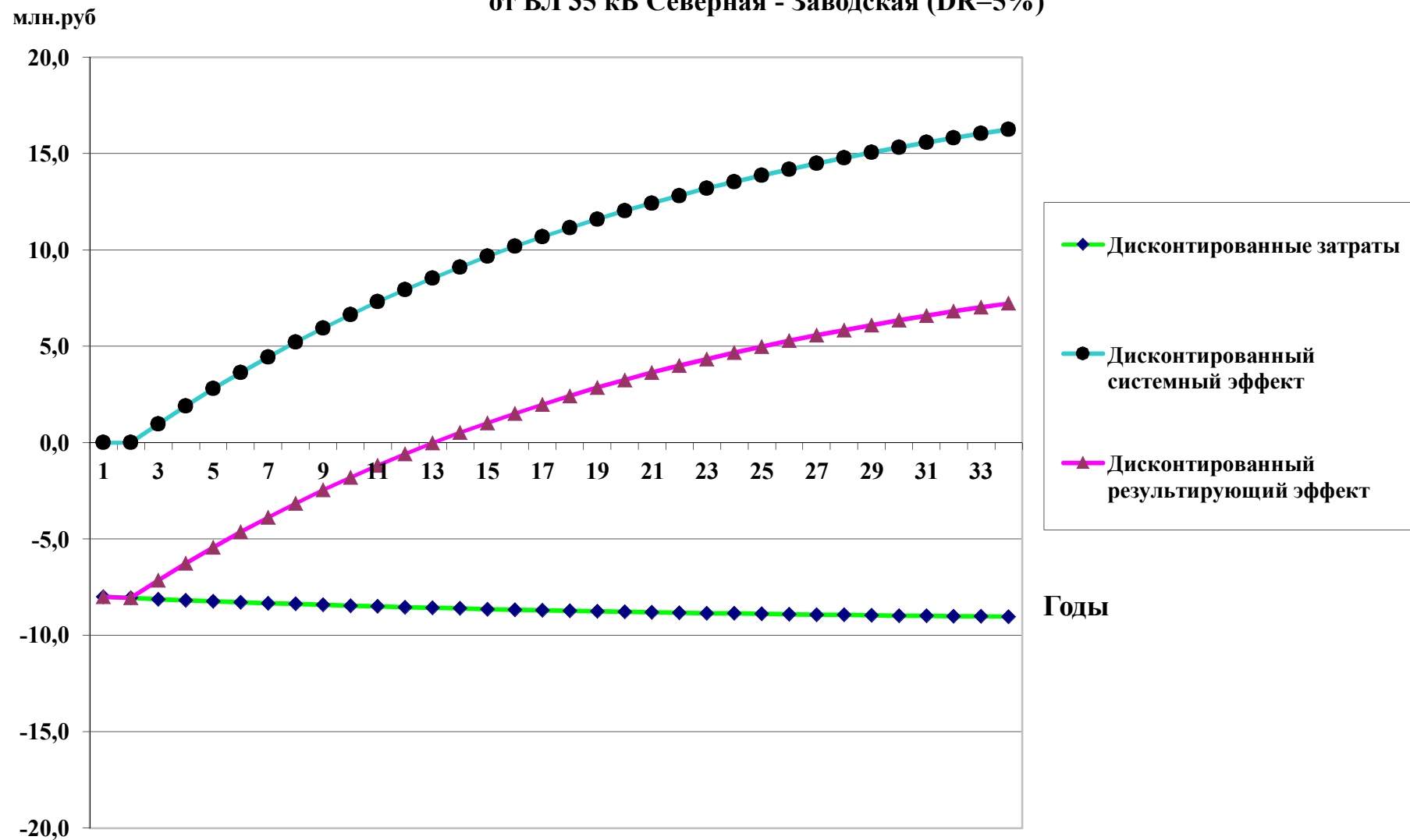
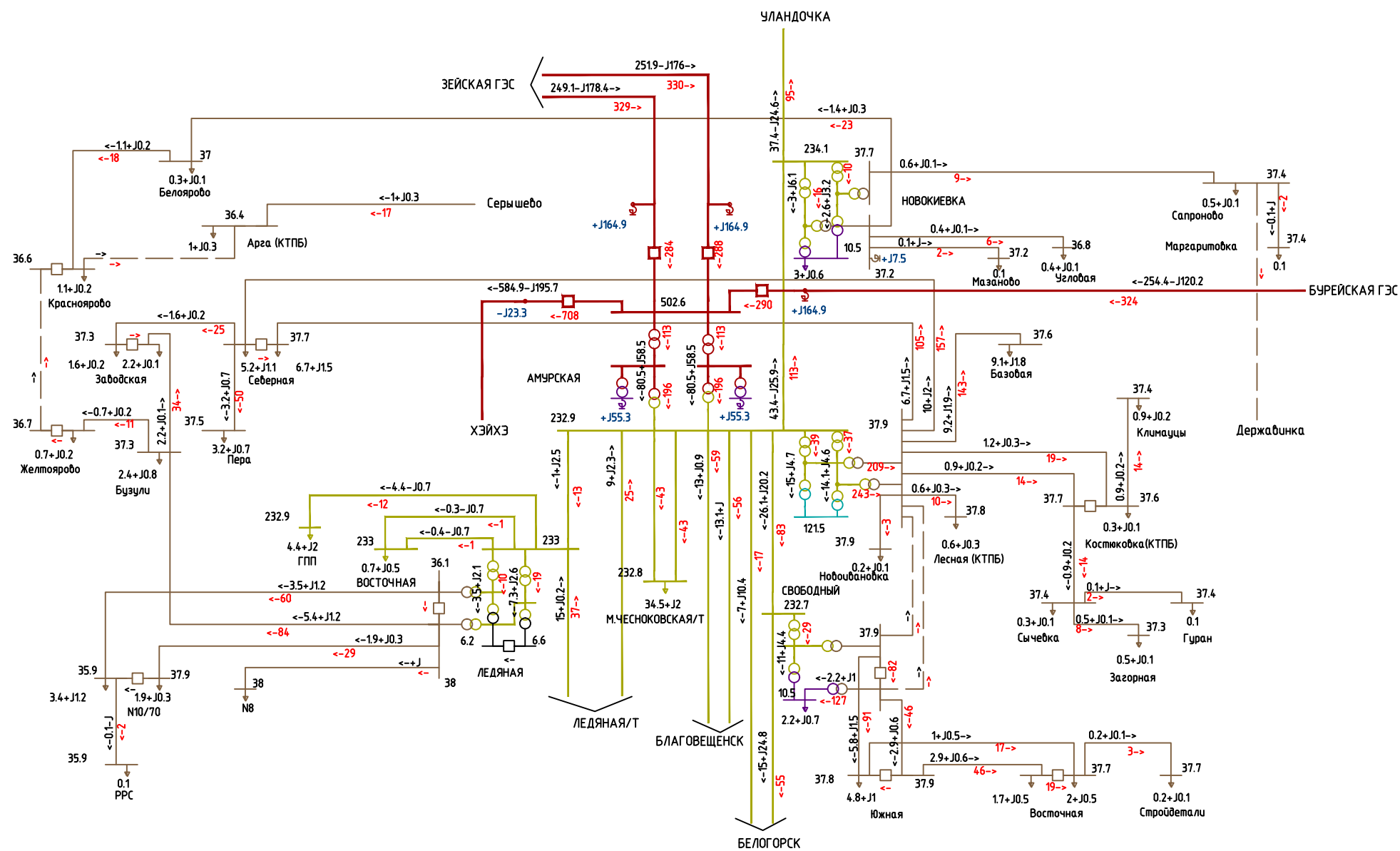


Рисунок 2

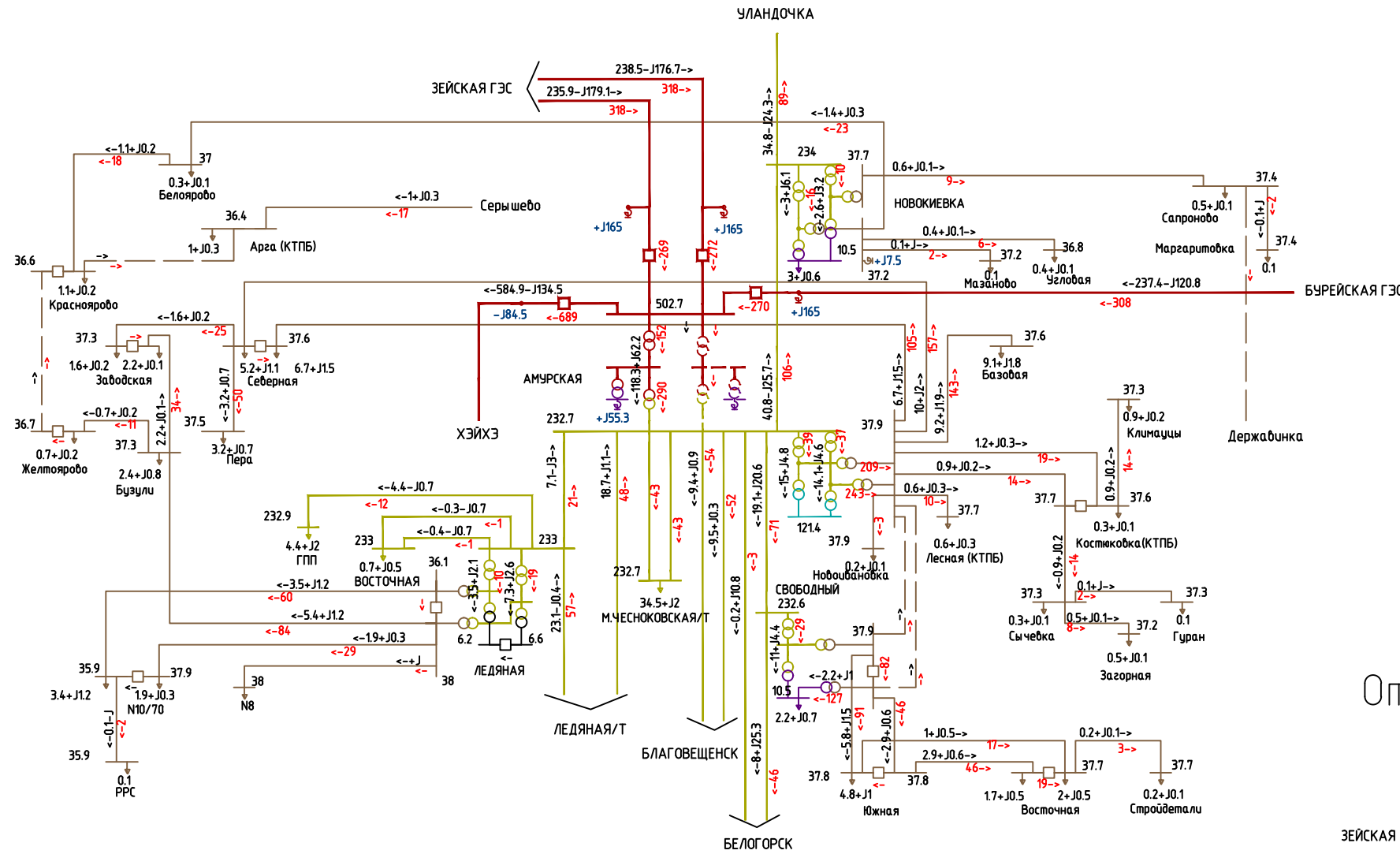
Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного Зимний максимум 2017 г. Нормальный режим.



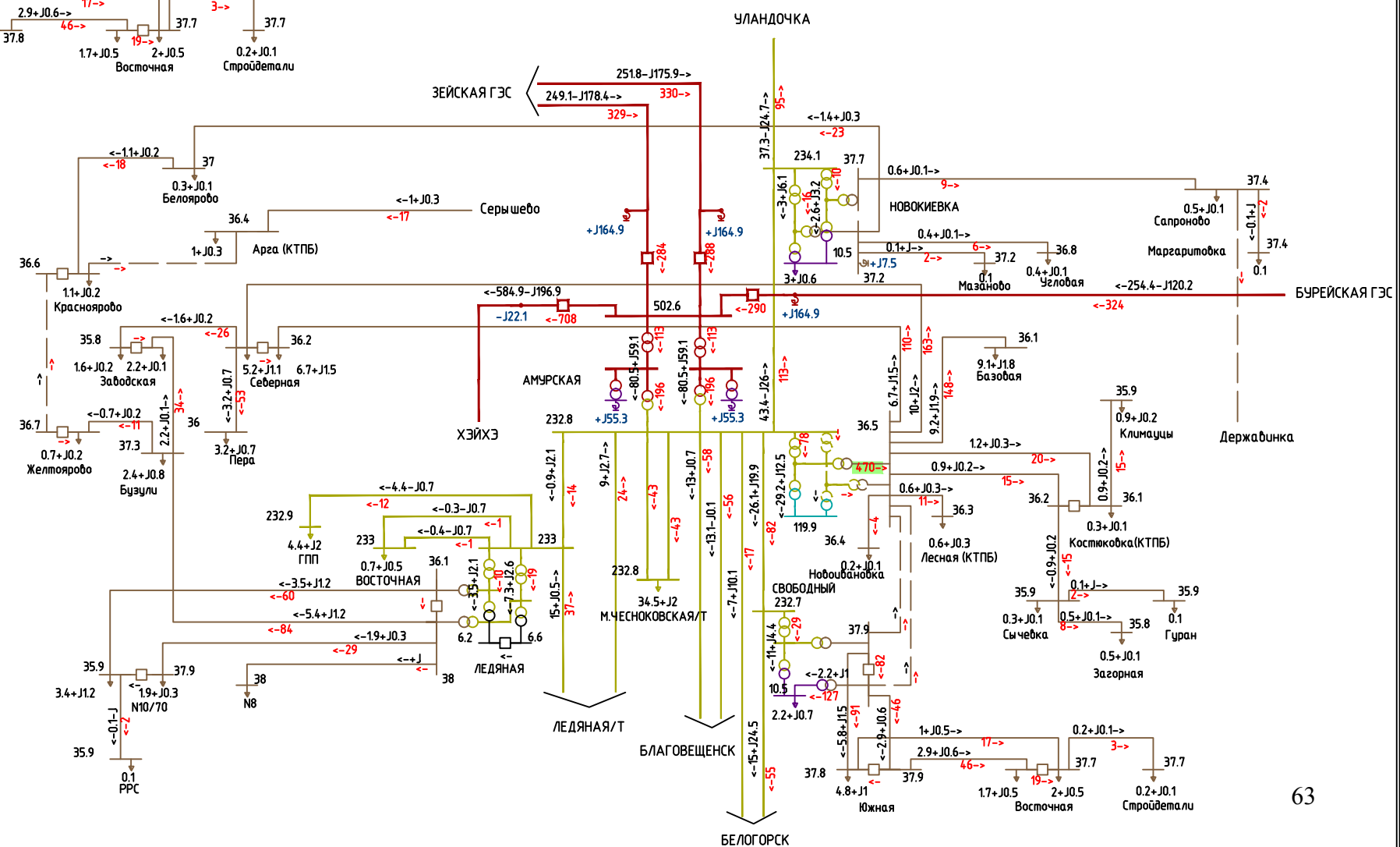
ПРИМЕЧАНИЕ
 1. Напряжения указаны в кВ, потоки мощности и электрические нагрузки – в МВт+ jМвар.
 2. Красным цветом показана токовая загрузка элементов сети в А.
 3. Цветовое исполнение классов напряжения:

- █ - 500 кВ
 - █ - 220 кВ
 - █ - 110 кВ
 - █ - 35 кВ
 - █ - 10 кВ
 - █ - 6 кВ
- — отключенный выключатель

Отключение АТ-1 ПС 500 кВ Амурская



Отключение АТ-4 ПС 500 кВ Амурская

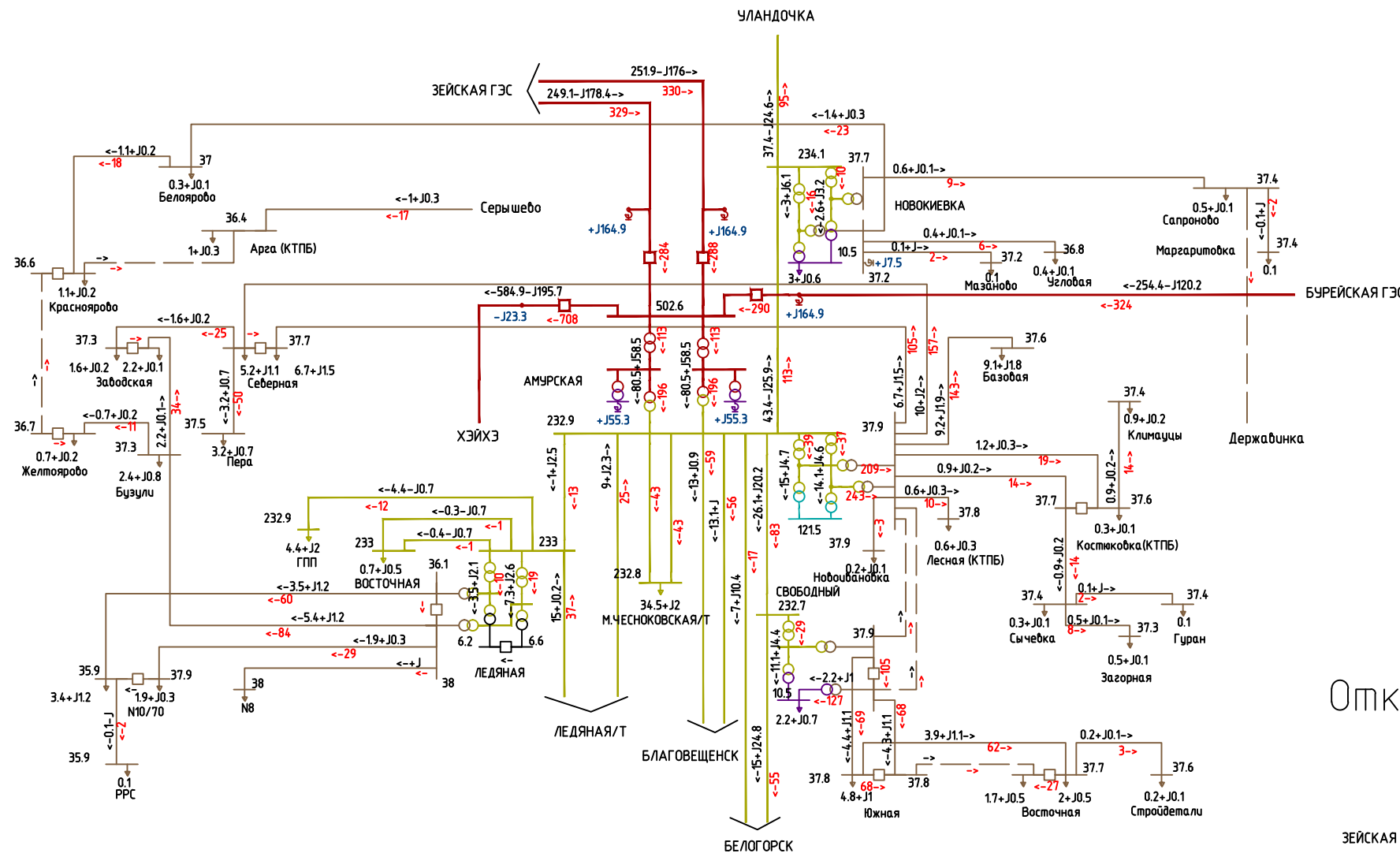


ПРИМЕЧАНИЕ

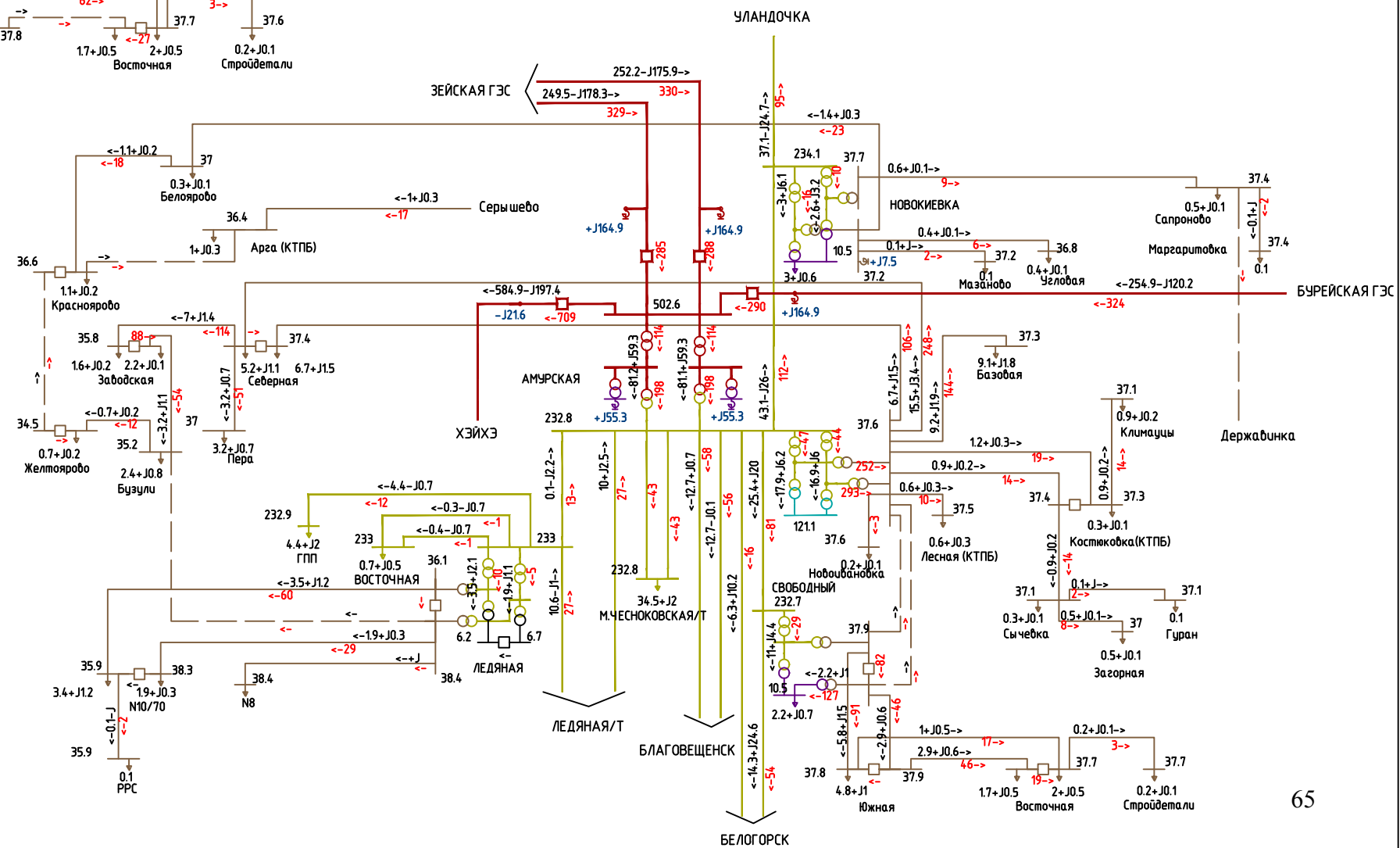
См. Приложение Д л 1

■ токовая нагрузка трансформатора превышает допустимое значение, но не превышает аварийно-допустимое

Отключение ВЛ 35 кВ Южная – Восточная №2



Отключение ВЛ 35 кВ Ледяная – Бузули



ПРИМЕЧАНИЕ
 См. Приложение Д л 1

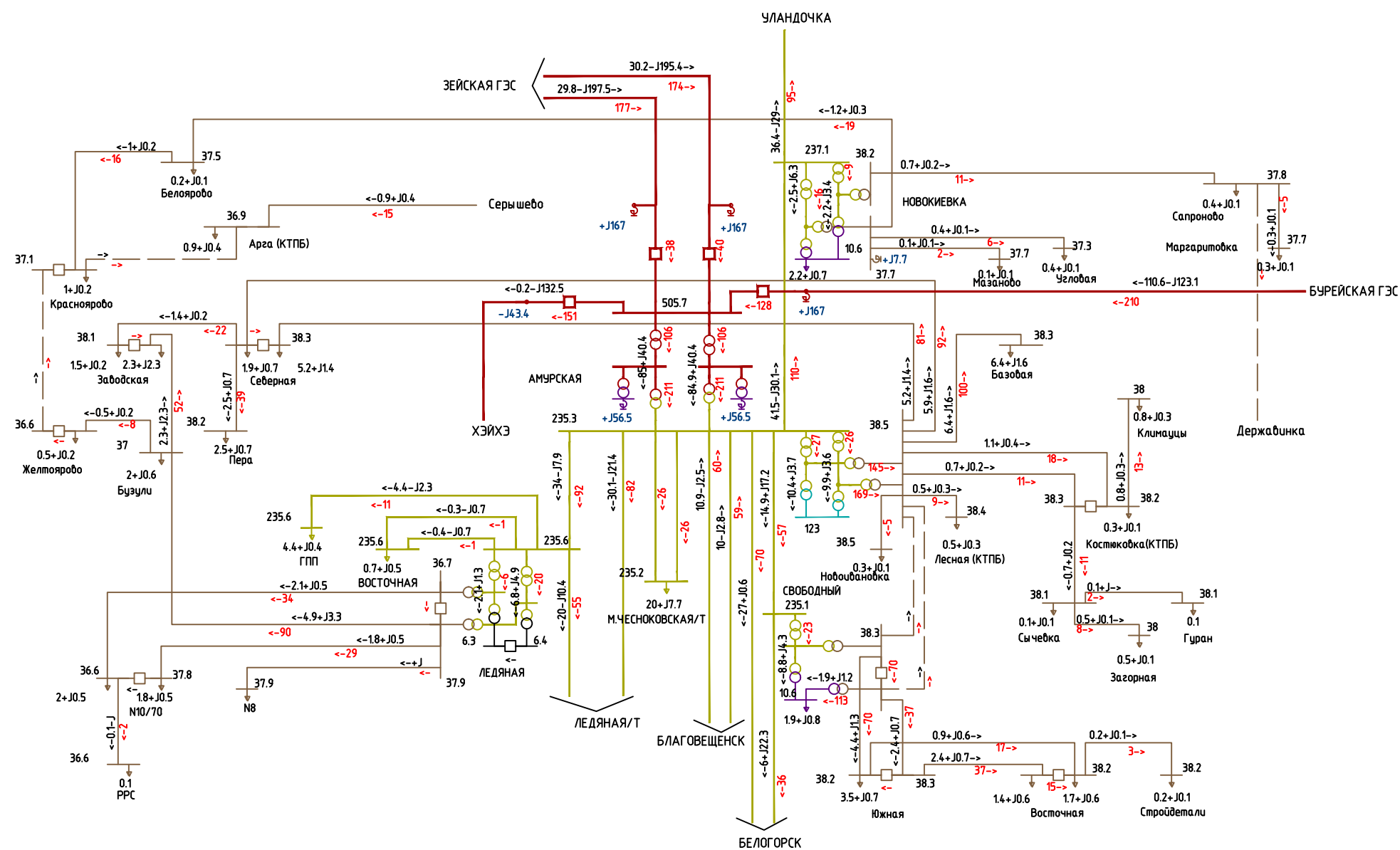
Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Зимний максимум 2017 г.

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при t = - 20 град.С	Аварийно допустимый ток, А при t = - 20 град.С	Нормальный режим	Зимний максимум						Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети						
					АТ-1 ПС 500 кВ Амурская	АТ-4 ПС 500 кВ Амурская	ВЛ 35 кВ Амурская- Северная №1	ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1	ВЛ 35 кВ Южная - Восточная №2	ВЛ 35 кВ Ледяная - Бузули	
Загрузка ВЛ 35 кВ, А											
Амурская - Северная №1	АС-150, АС-120	300	605	157	157	163	откл	157	157	248	ТТ ПС Амурская
Амурская - Северная №2	АС-150	300	690	105	105	110	265	105	105	106	ТТ ПС Амурская
Амурская - Базовая	АС-95	426	512	143	143	148	143	143	143	144	провод ВЛ
Свободный - Южная №1	АС-185	656	791	91	91	91	91	откл	69	91	провод ВЛ
Свободный - Южная №2	АС-185	656	791	46	46	46	46	137	68	46	провод ВЛ
Южная - Восточная №1	АС-95	200	512	17	17	17	17	31	62	17	ТТ ПС Южная
Южная - Восточная №2	АС-95	200	512	46	46	46	46	31	откл	46	ТТ ПС Южная
Ледяная - Бузули	АС-95	100	462	84	84	84	84	84	84	откл	ТТ ПС Бузули
Загрузка АТ 500/220 кВ, А											
АТ-1 ПС Амурская	501	578	723	114	откл	115	114	114	114	115	
АТ-2 ПС Амурская	501	578	723	114	153	115	114	114	114	115	
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А											
АТ-3 ПС Амурская	63	450	563	209	209	470	210	209	209	252	
АТ-4 ПС Амурская	63	480	600	243	243	откл	244	243	243	293	
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	126	29	30	29	29	30	30	29	
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	66	19	19	19	19	19	19	5	
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	66	10	10	10	10	10	10	10	
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	94	10	10	10	10	10	10	10	
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	78	17	17	17	17	17	17	17	
Напряжения на шинах, кВ											
Напряжение на шинах ПС 500 кВ											
Амурская	502,6	502,7	502,6	502,6	502,6	502,6	502,6	502,6	502,6	502,6	
	232,9	232,7	232,8	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9	232,8	
	121,5	121,4	119,9	121,4	121,5	121,5	121,5	121,5	121,5	121,1	
	37,9	37,9	36,5	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,6	
Напряжение на шинах ПС 220 кВ											
Свободный	232,7	232,6	232,7	232,7	232,7	232,7	232,7	232,7	232,7	232,7	
	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	
Ледяная	233,0	233,0	233,0	233,0	233,0	233,0	233,0	233,0	233,0	233,0	
	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,4	
Новокиевка	234,1	234,0	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	
	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	

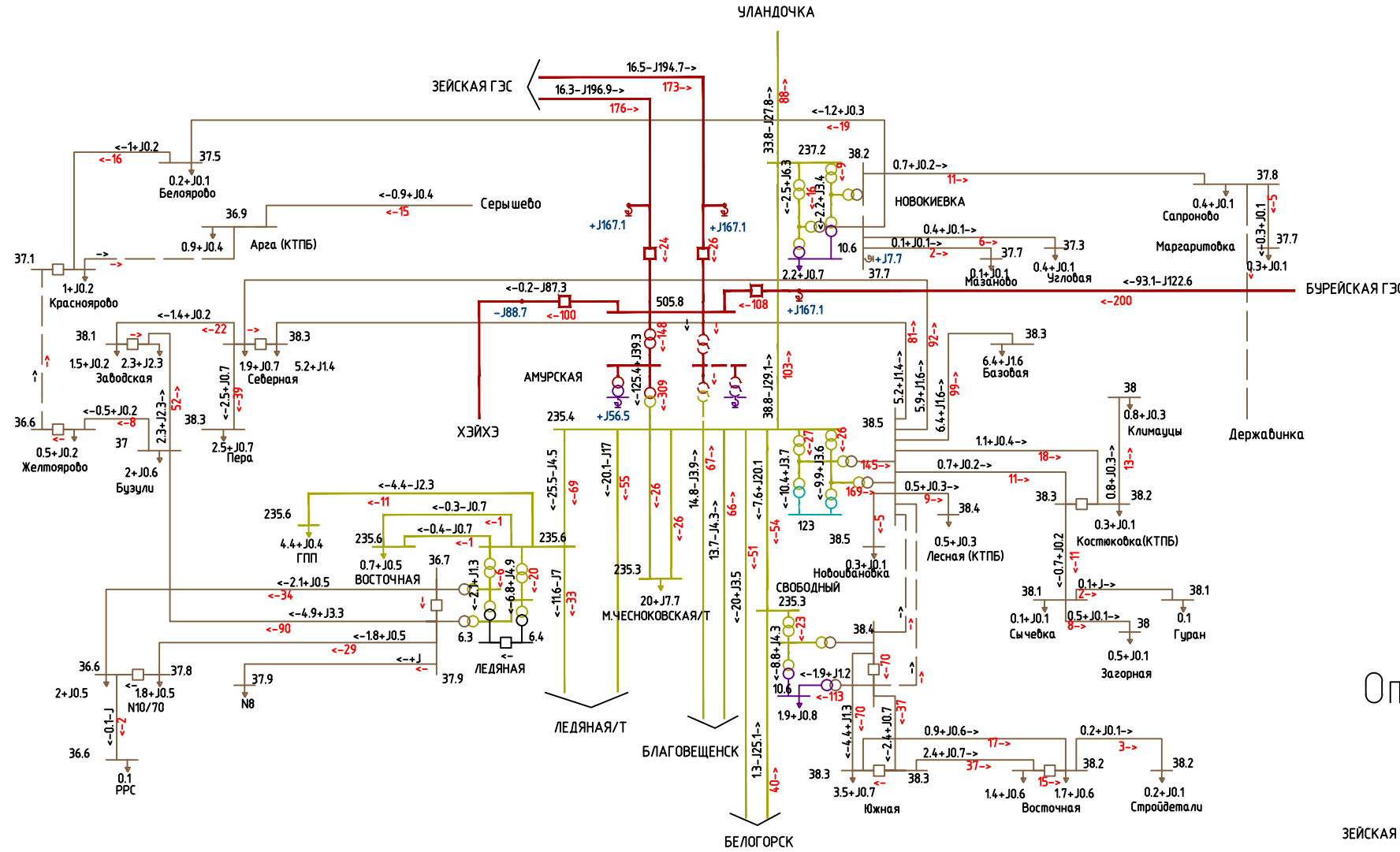
ПРИМЕЧАНИЕ

откл - отключенный элемент сети.

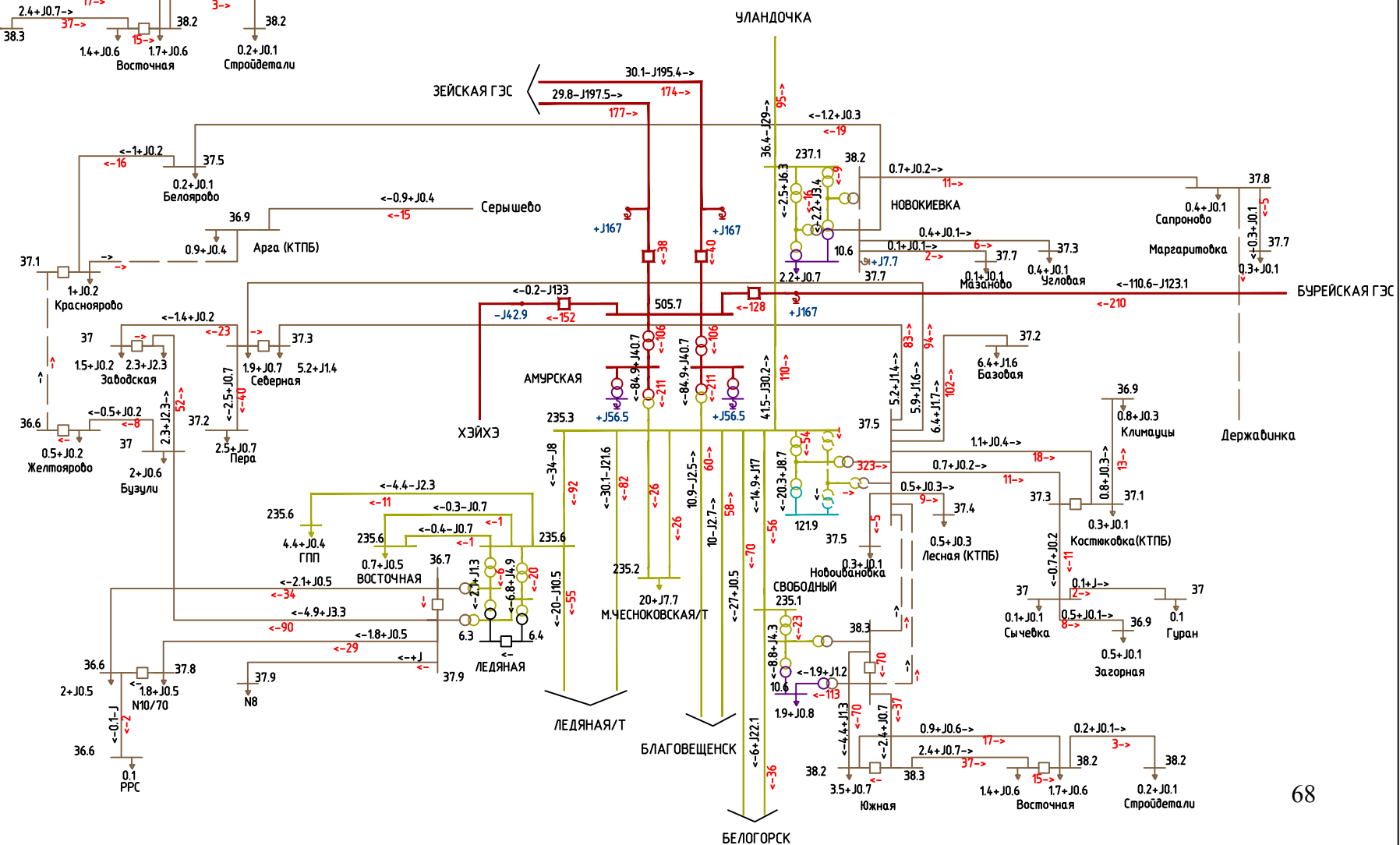
Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
 Зимний минимум 2017 г. Нормальный режим.



Отключение АТ-1 ПС 500 кВ Амурская



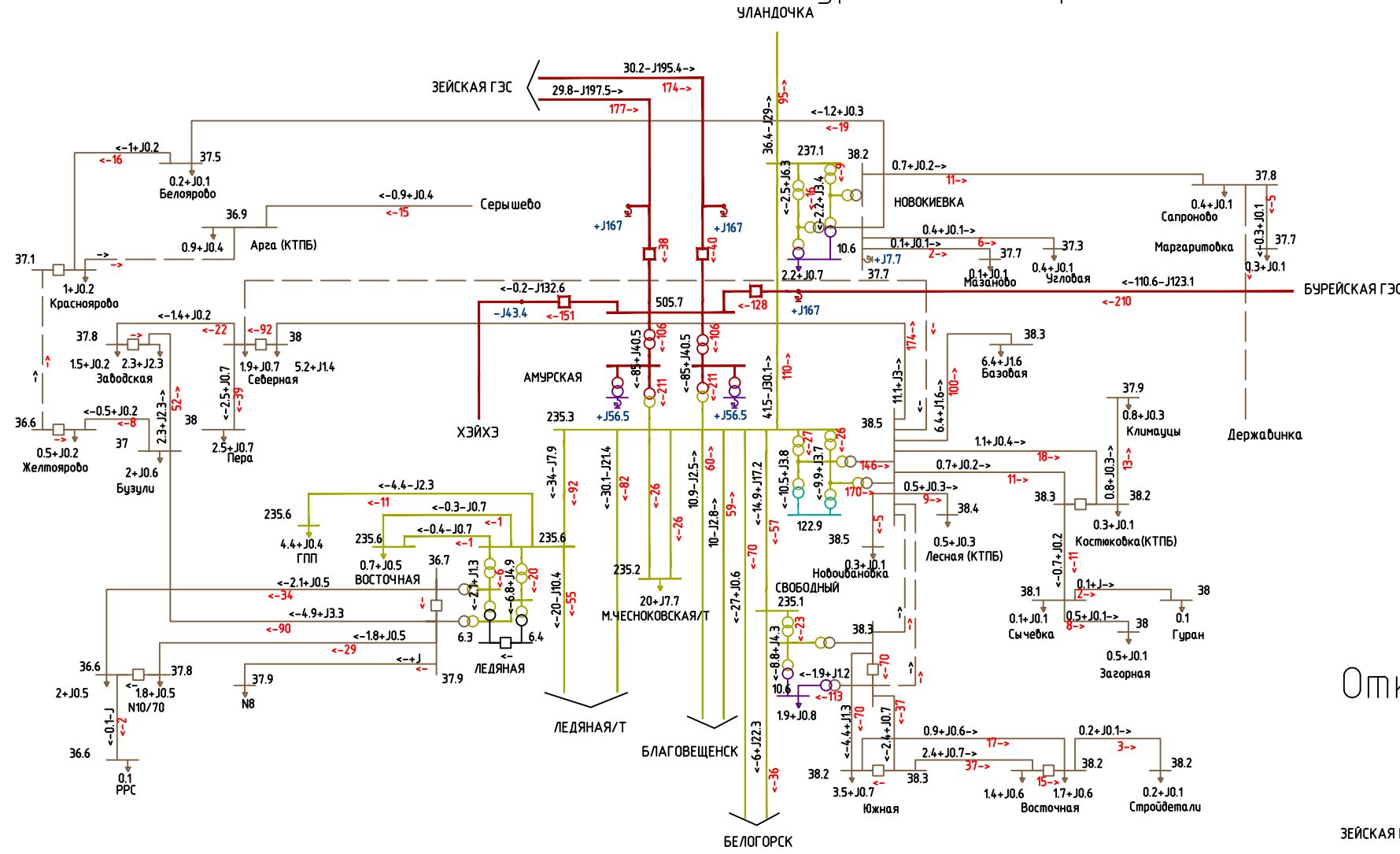
Отключение АТ-4 ПС 500 кВ Амурская



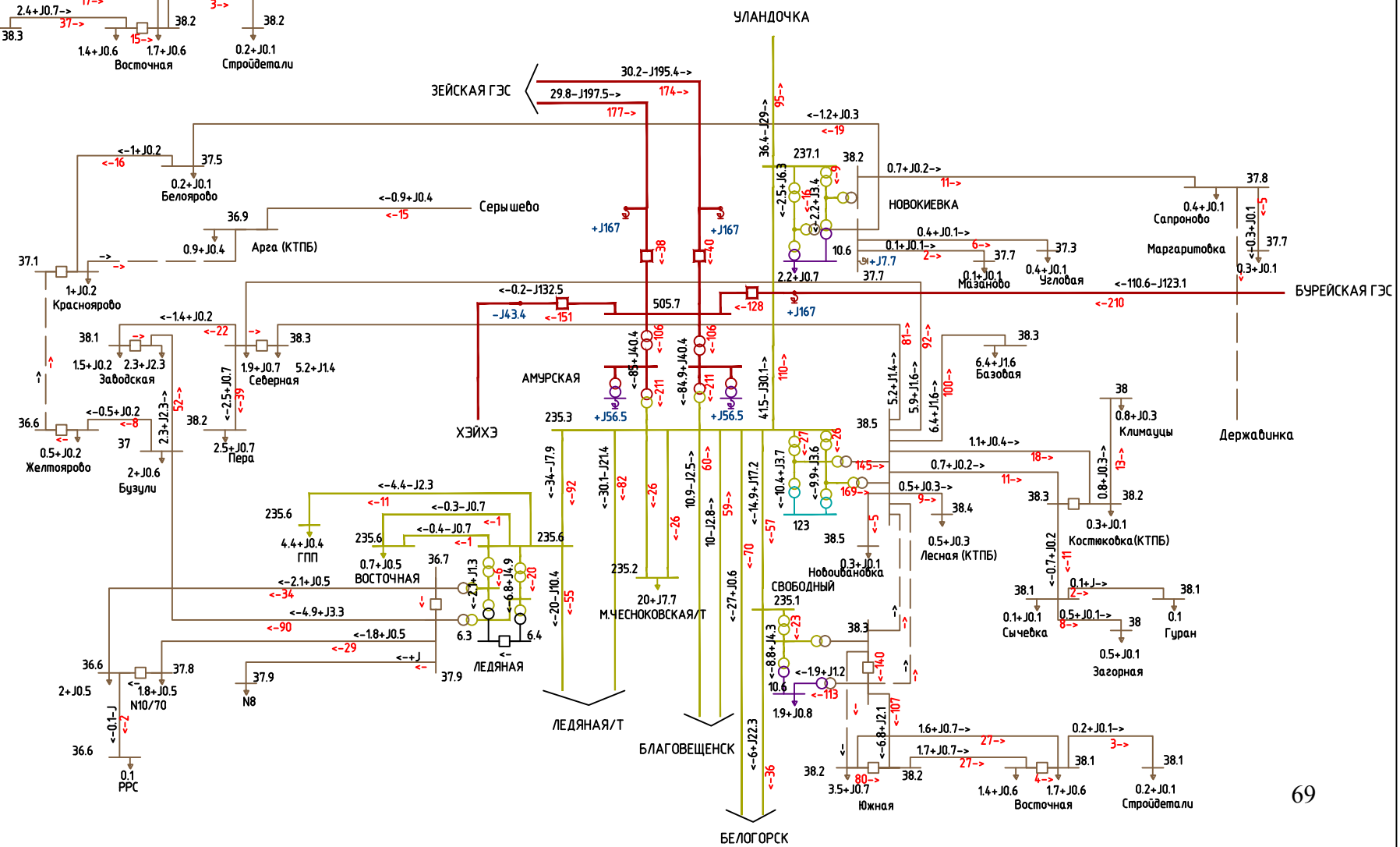
ПРИМЕЧАНИЕ

См. Приложение Д л 1

Отключение ВЛ 35 кВ Амурская-Северная №1

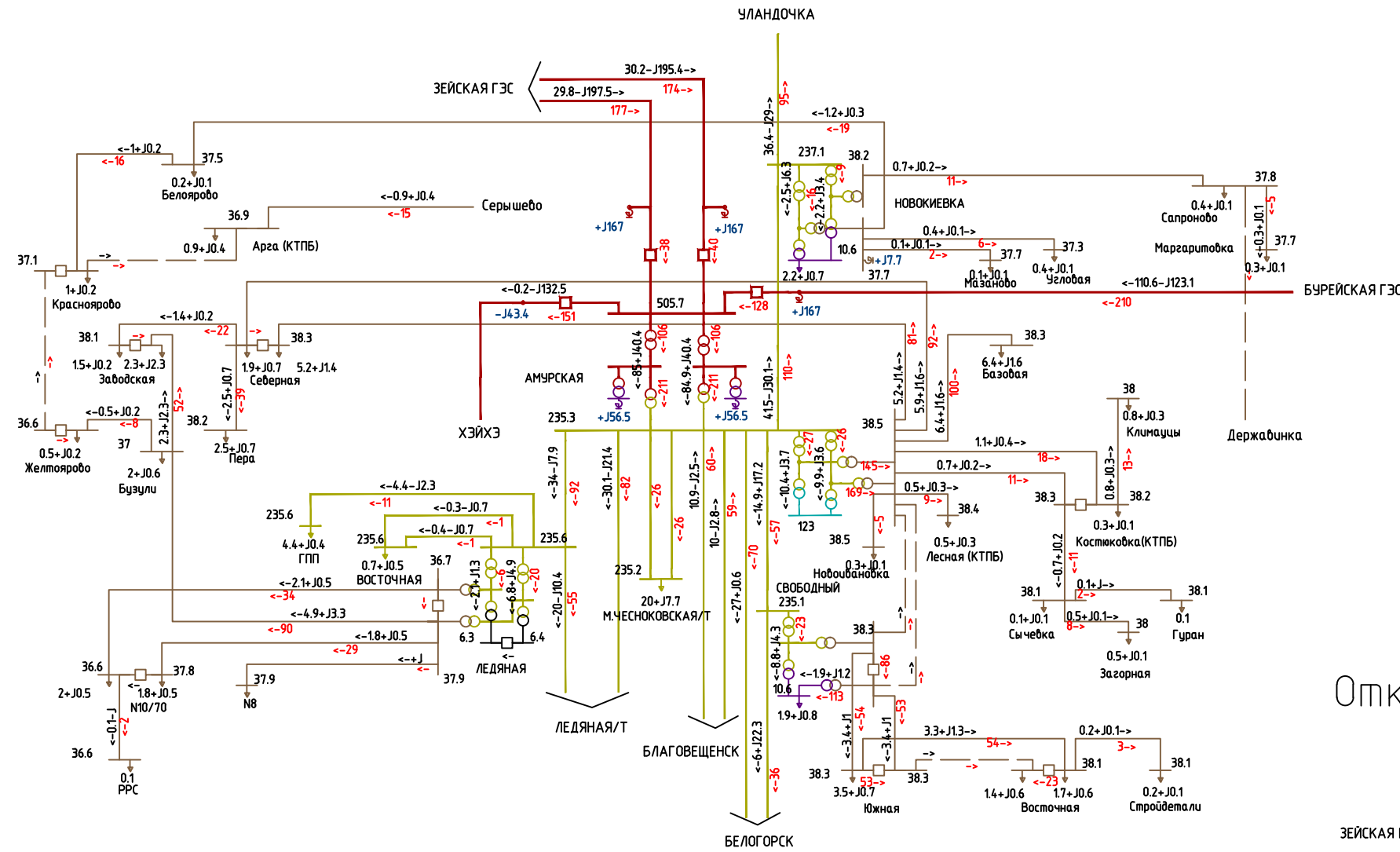


Отключение ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1

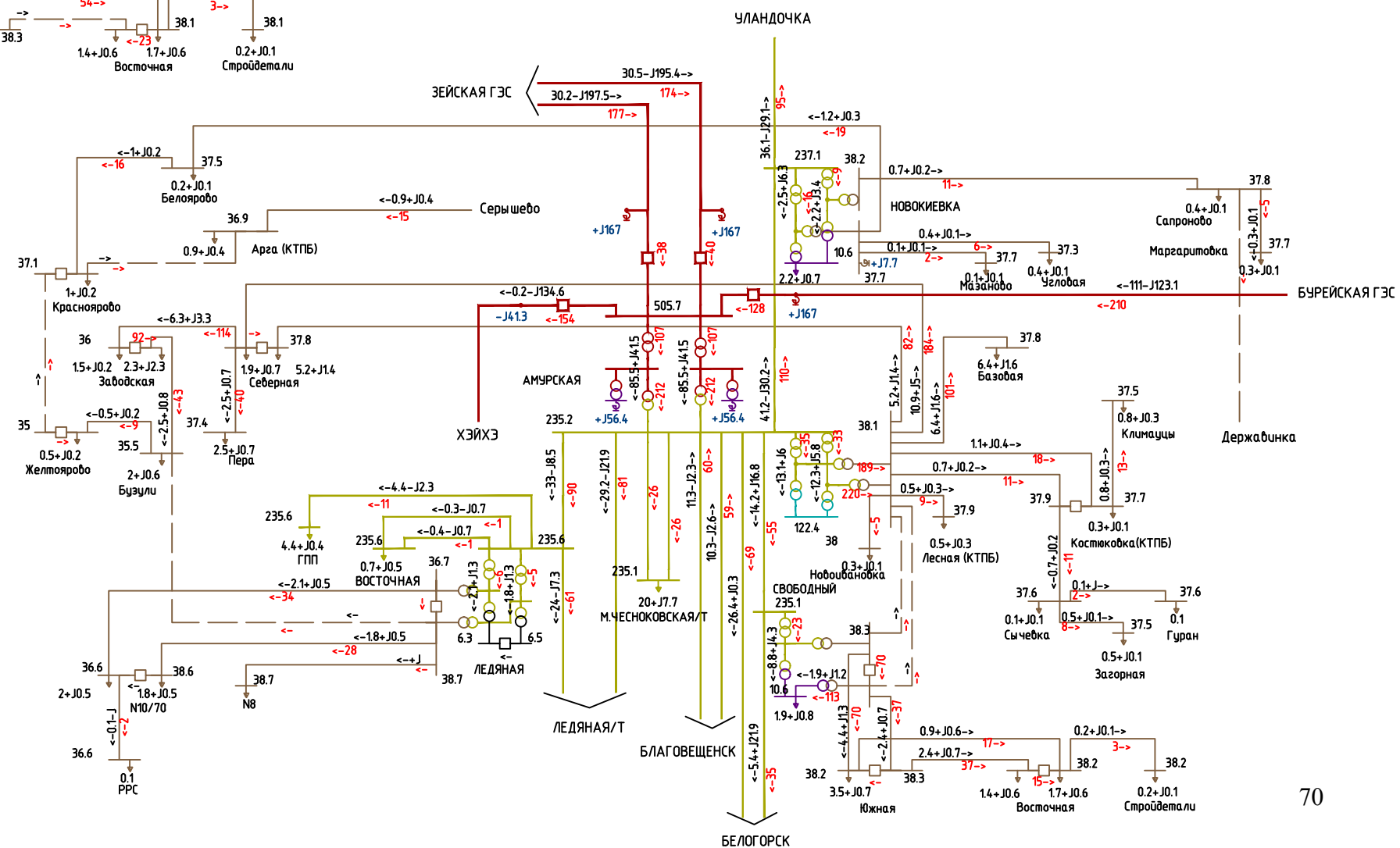


ПРИМЕЧАНИЕ
 См. Приложение Д л 1

Отключение ВЛ 35 кВ Южная – Восточная №2



Отключение ВЛ 35 кВ Ледяная – Бузули



ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

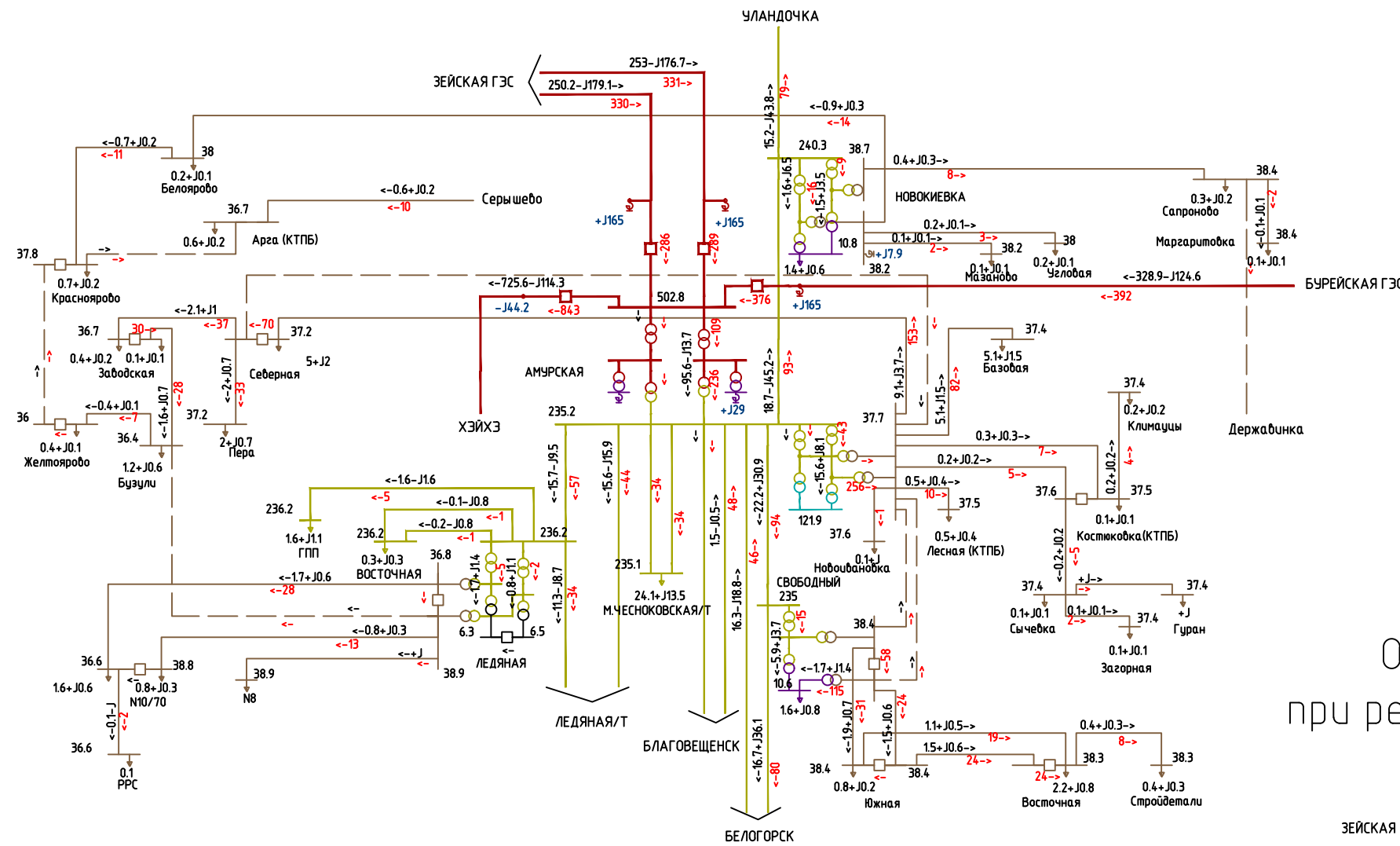
Токовая загрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети
35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Зимний минимум 2017 г.

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при t = - 20 град.С	Аварийно допустимый ток, А при t = - 20 град.С	Нормальный режим	Зимний минимум						Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети						
					АТ-1 ПС 500 кВ Амурская	АТ-4 ПС 500 кВ Амурская	ВЛ 35 кВ Амурская-Северная №1	ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1	ВЛ 35 кВ Южная - Восточная №2	ВЛ 35 кВ Ледяная - Бузули	
Загрузка ВЛ 35 кВ, А											
Амурская - Северная №1	АС-150, АС-120	300	605	92	92	94	откл	92	92	184	ТТ ПС Амурская
Амурская - Северная №2	АС-150	300	690	81	81	83	174	81	81	82	ТТ ПС Амурская
Амурская - Базовая	АС-95	426	512	100	99	102	100	100	100	101	провод ВЛ
Свободный - Южная №1	АС-185	656	791	70	70	70	70	откл	54	70	провод ВЛ
Свободный - Южная №2	АС-185	656	791	37	37	37	37	107	53	37	провод ВЛ
Южная - Восточная №1	АС-95	200	512	17	17	17	17	27	54	17	ТТ ПС Южная
Южная - Восточная №2	АС-95	200	512	37	37	37	37	27	откл	37	ТТ ПС Южная
Ледяная - Бузули	АС-95	100	462	90	90	90	90	90	90	откл	ТТ ПС Бузули
Загрузка АТ 500/220 кВ, А											
АТ-1 ПС Амурская	501	578	723	107	откл	108	107	107	107	108	
АТ-2 ПС Амурская	501	578	723	107	150	108	107	107	107	108	
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А											
АТ-3 ПС Амурская	63	450	563	145	145	323	146	145	145	189	
АТ-4 ПС Амурская	63	480	600	169	169	откл	170	169	169	220	
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	126	24	24	24	24	24	24	24	
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	66	20	20	20	20	20	20	5	
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	66	6	6	6	6	6	6	6	
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	94	10	10	10	10	10	10	10	
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	78	17	17	17	17	17	17	17	
Напряжения на шинах, кВ											
Напряжение на шинах ПС 500 кВ											
Амурская	505,7	505,8	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	
	235,3	235,4	235,3	235,3	235,3	235,3	235,3	235,3	235,3	235,2	
	123,0	123,0	121,9	122,9	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	122,4	
	38,5	38,5	37,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,1	
Напряжение на шинах ПС 220 кВ											
Свободный	235,1	235,3	235,1	235,1	235,1	235,1	235,1	235,1	235,1	235,1	
	38,3	38,4	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	
Ледяная	235,6	235,6	235,6	235,6	235,6	235,6	235,6	235,6	235,6	235,6	
	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	38,7	
Новокиевка	237,1	237,2	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	
	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	

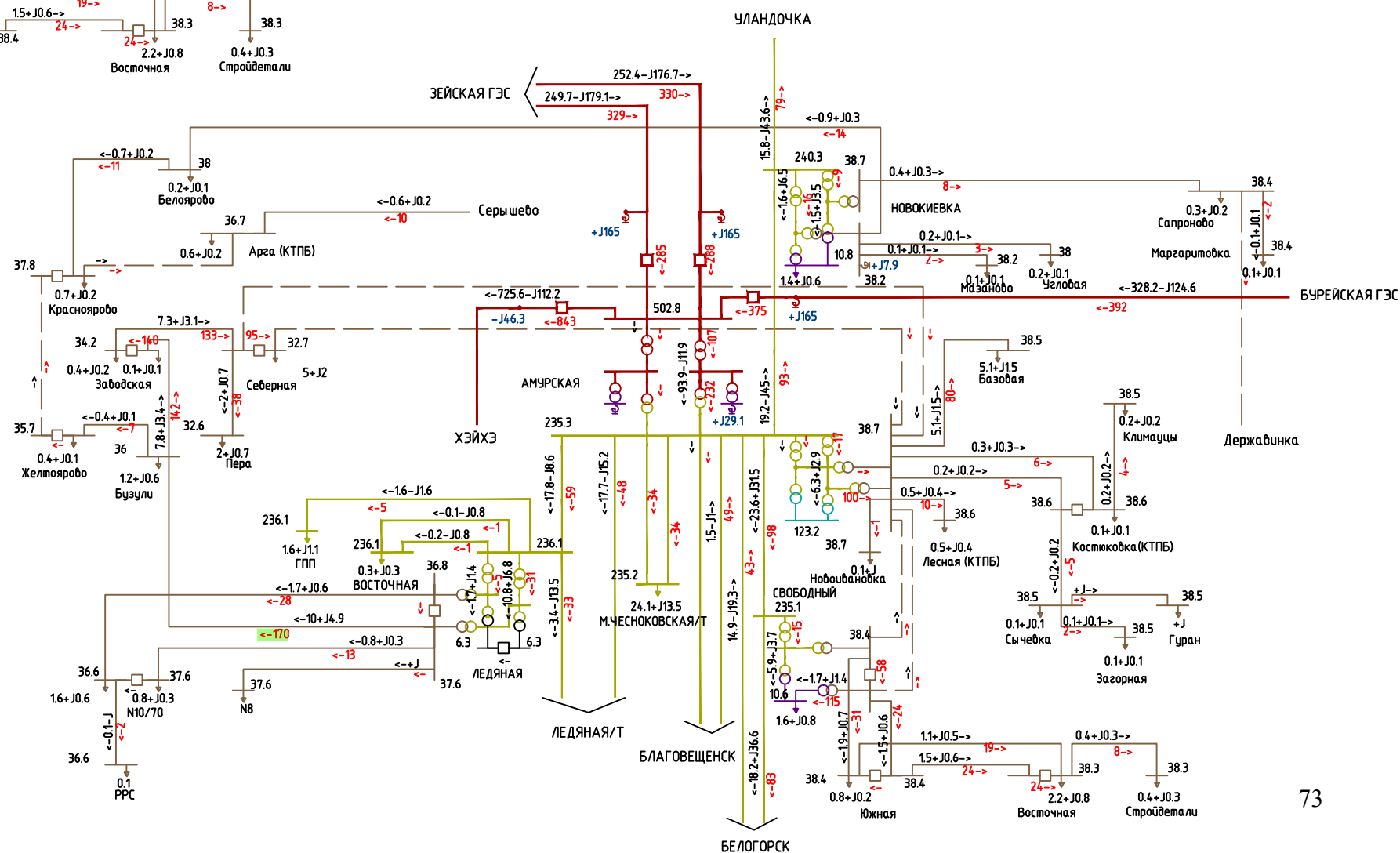
ПРИМЕЧАНИЕ

откл - отключенный элемент сети.

Отключение Амурская-Северная №1 при ремонте ВЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ Ледяная-Бузулу



Отключение Амурская-Северная №1 при ремонте ВЛ 35 кВ Амурская-Северная №2



ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

— токковая загрузка ВЛ превышает допустимый ток оборудования, но не превышает абаривно-допустимый ток по проводу

Токовая загрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Летний максимум 2018 г.

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при t= + 25 град.С	Аварийно допустимый ток, А при t= + 25 град.С	Нормальный режим	Летний максимум			Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети			
					Отключение Амурская-Северная №1 при ремонте ВЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ Ледяная-Бузули	Отключение ВЛ 35 кВ Амурская-Северная №1 при ремонте ВЛ 35 кВ Амурская-Северная №2	Отключение ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1 при ремонте ВЛ 35 кВ Южная - Восточная №2	
Загрузка ВЛ 35 кВ, А								
Амурская - Северная №1	АС-150, АС-120	300	468	39	откл	откл	39	ТТ ПС Амурская
Амурская - Северная №2	АС-150	300	534	83	153	ремонт	83	ТТ ПС Амурская
Амурская - Базовая	АС-95	330	396	81	82	80	81	провод ВЛ
Свободный - Южная №1	АС-185	510	612	31	31	31	откл	провод ВЛ
Свободный - Южная №2	АС-185	510	612	24	24	24	55	провод ВЛ
Южная - Восточная №1	АС-95	200	396	19	19	19	43	ТТ ПС Южная
Южная - Восточная №2	АС-95	200	396	24	24	24	ремонт	ТТ ПС Южная
Ледяная - Бузули	АС-95	100	330	28	ремонт	170	28	ТТ ПС Бузули
Загрузка АТ 500/220 кВ, А								
АТ-1 ПС Амурская	501	578	694	110	111	109	110	
АТ-2 ПС Амурская	501	578	694	откл	откл	откл	откл	
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А								
АТ-3 ПС Амурская	63	450	540	откл	откл	откл	откл	
АТ-4 ПС Амурская	63	480	576	224	256	100	224	
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	121	16	16	16	16	
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	63	8	3	31	8	
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	63	5	5	5	5	
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	86	9	9	9	9	
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	75	16	16	16	16	
Напряжения на шинах, кВ								
Напряжение на шинах ПС 500 кВ								
Амурская	502,8	502,8	502,8	502,8				
	235,2	235,2	235,3	235,2				
	122,2	121,9	123,2	122,2				
	37,9	37,7	38,7	37,9				
Напряжение на шинах ПС 220 кВ								
Свободный	235,0	235,0	235,1	235,0				
	38,4	38,4	38,4	38,4				
Ледяная	236,2	236,2	236,1	236,2				
	38,7	38,9	37,6	38,7				
Новокиевка	240,3	240,3	240,3	240,3				
	38,7	38,7	38,7	38,7				

ПРИМЕЧАНИЕ

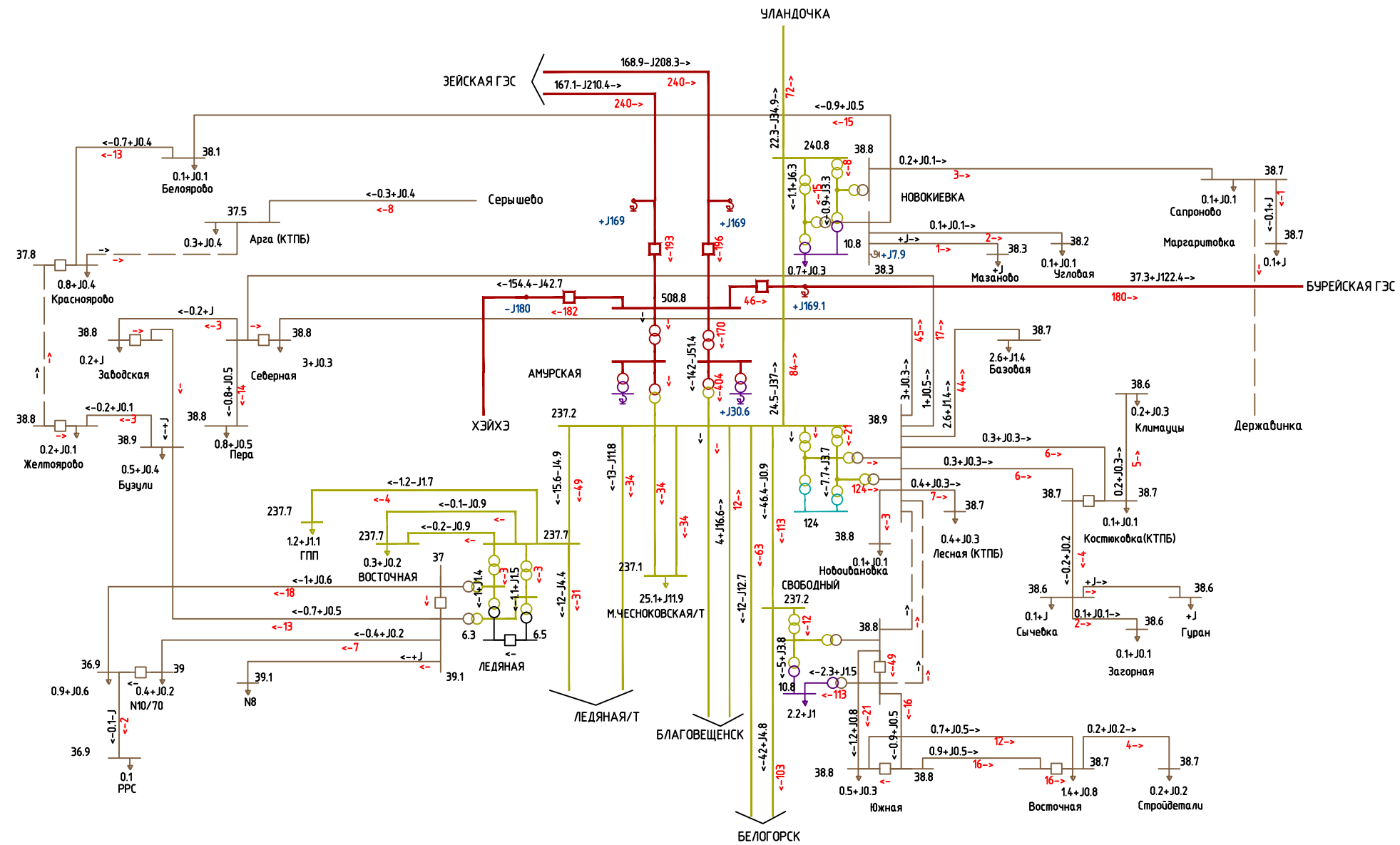
откл

 - отключенный элемент сети.

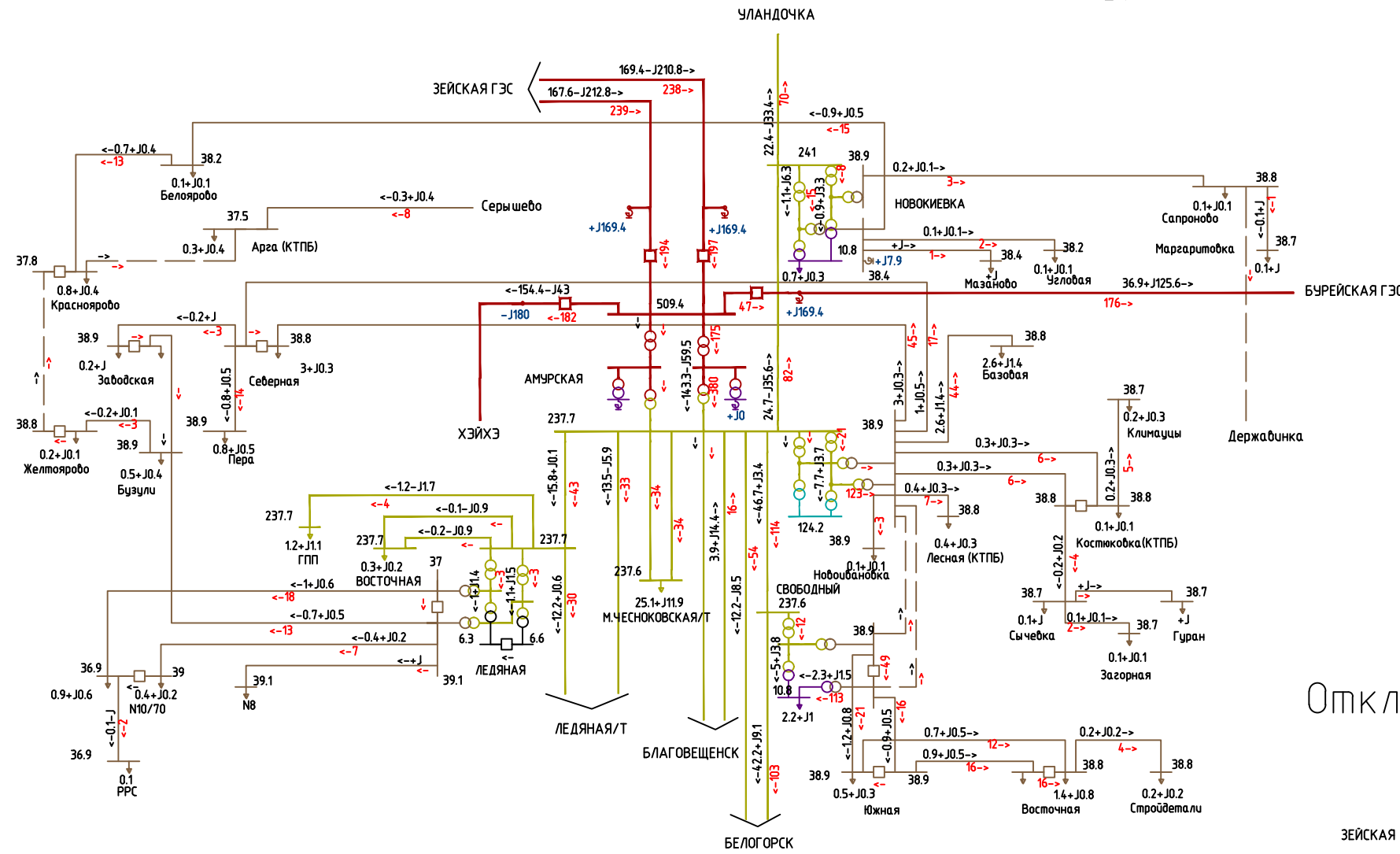
ремонт

 - элемент сети, находящийся в ремонте

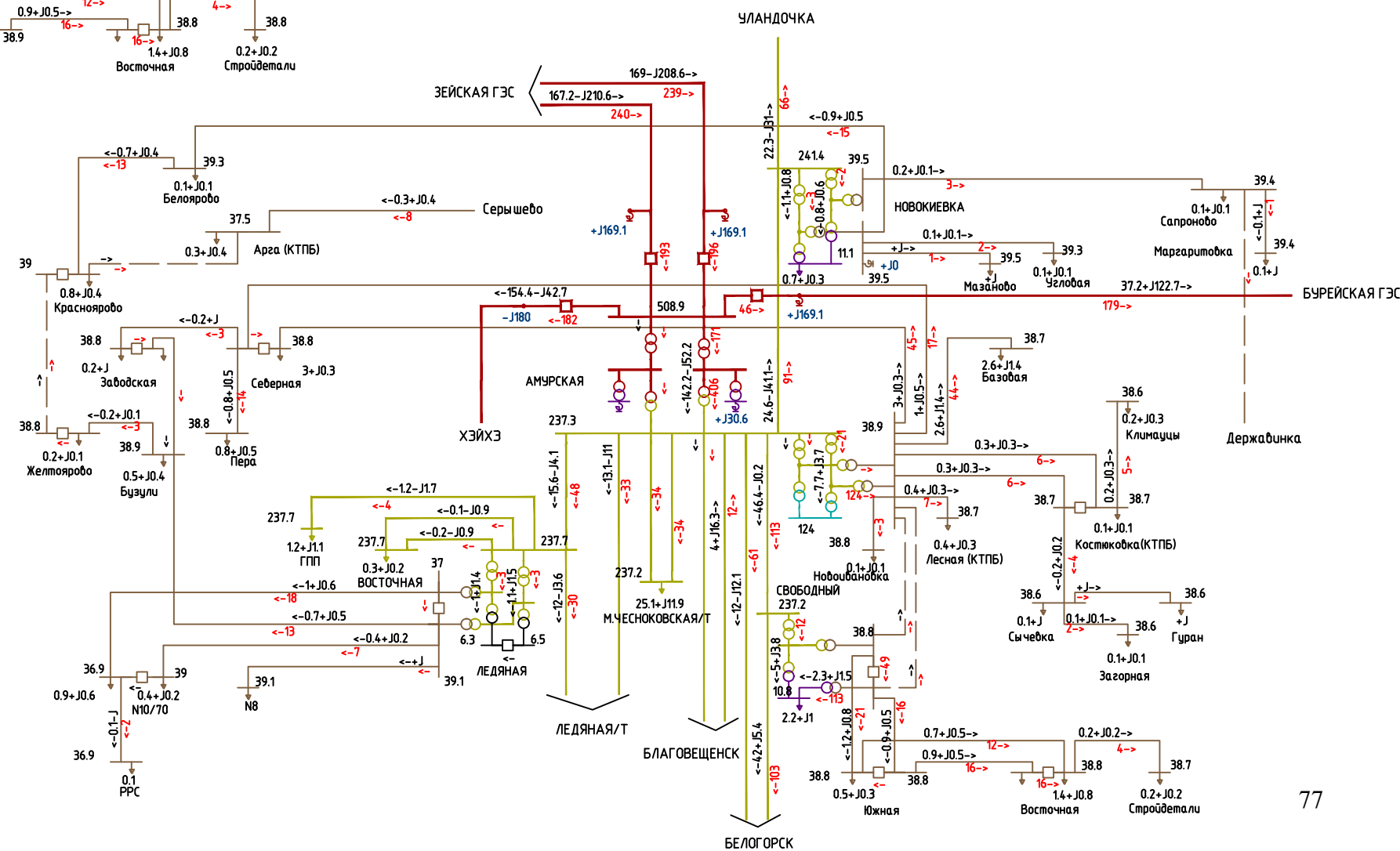
Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного Летний минимум 2018 г. Нормальный режим.



Отключение РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская

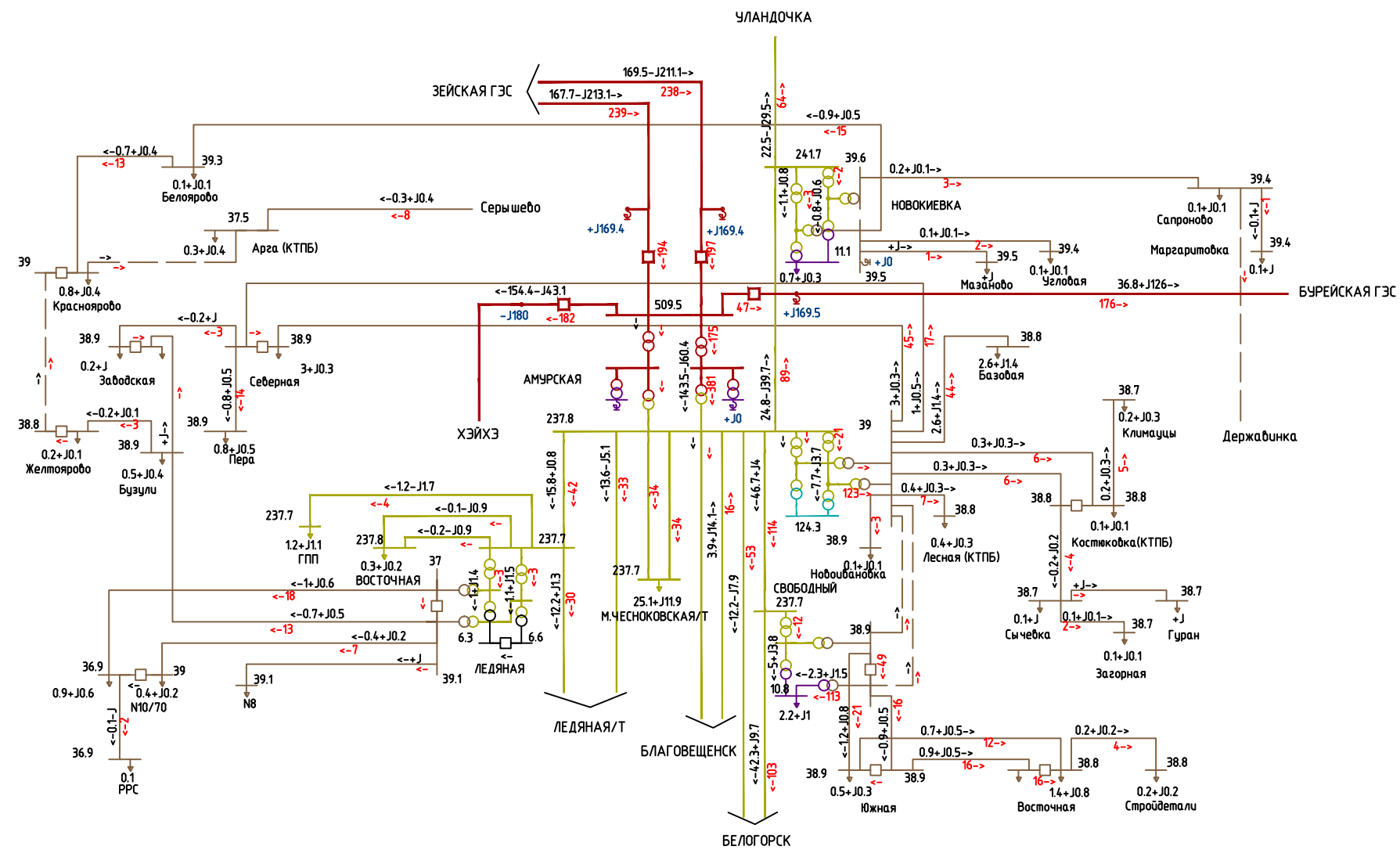


Отключение Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка



Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Летний минимум 2018 г. Послеаварийные режимы.

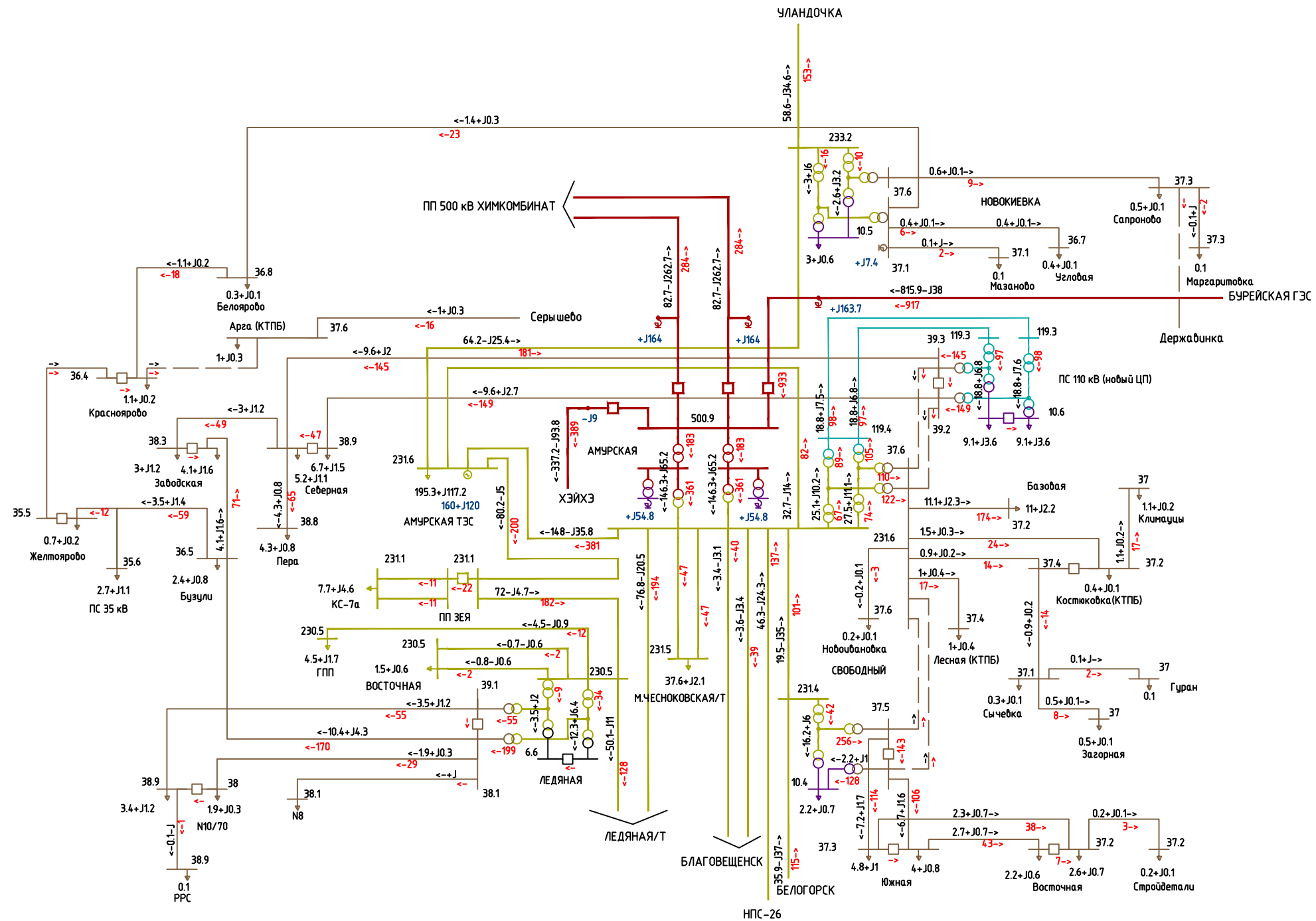
Отключение РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская
при ремонте Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка



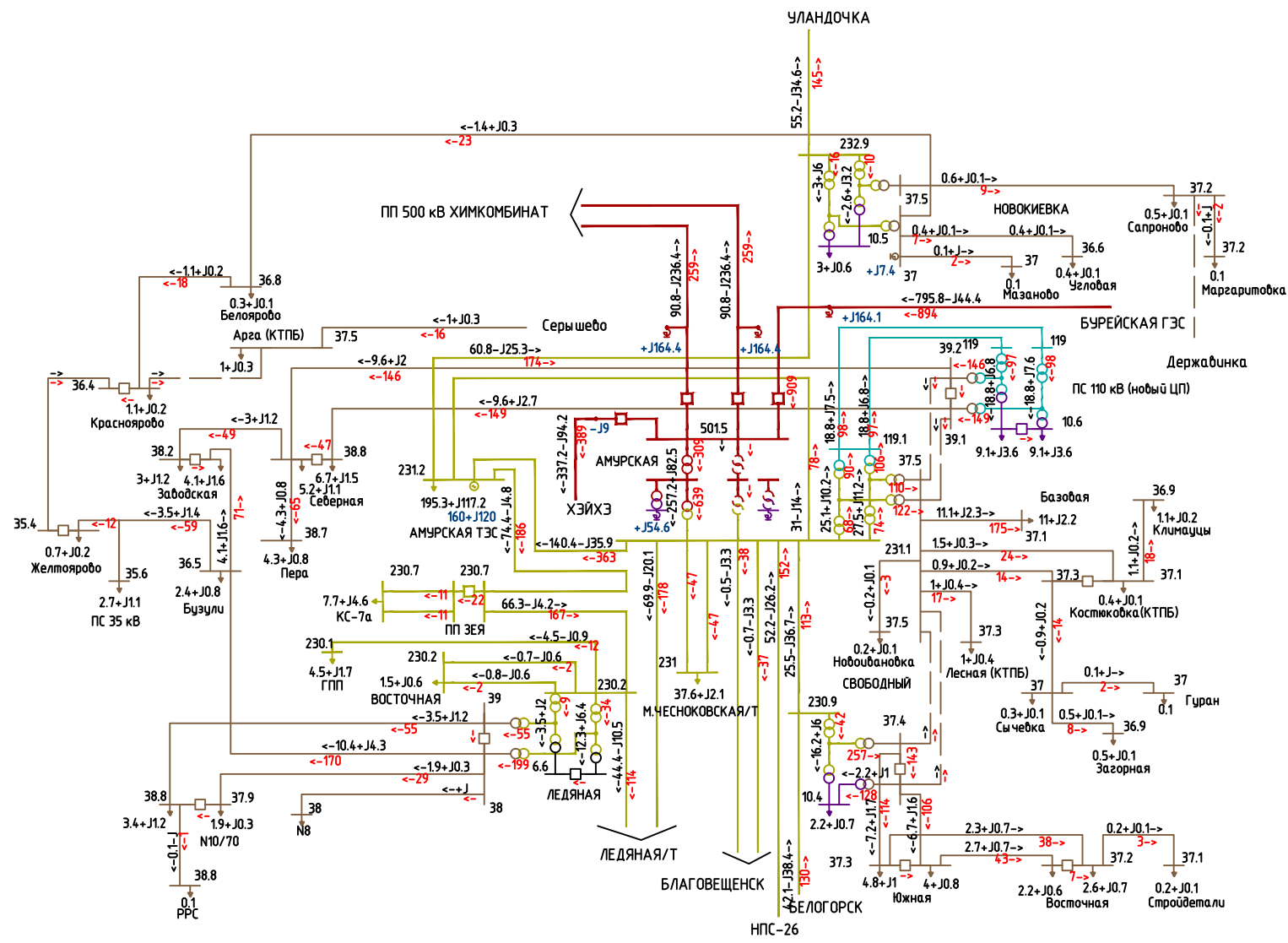
Токовая загрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Летний минимум 2018 г.

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при $t = +25$ град.С	Аварийно допустимый ток, А при $t = +25$ град.С	Нормальный режим	Летний минимум			Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети			
					РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская	Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка	Отключение РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская при ремонте Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка	
Загрузка ВЛ 35 кВ, А								
Амурская - Северная №1	АС-150, АС-120	300	468	17	17	17	17	ТТ ПС Амурская
Амурская - Северная №2	АС-150	300	534	45	45	45	45	ТТ ПС Амурская
Амурская - Базовая	АС-95	330	396	44	44	44	44	провод ВЛ
Свободный - Южная №1	АС-185	510	612	21	21	21	21	провод ВЛ
Свободный - Южная №2	АС-185	510	612	16	16	16	16	провод ВЛ
Южная - Восточная №1	АС-95	200	396	12	12	12	12	ТТ ПС Южная
Южная - Восточная №2	АС-95	200	396	16	16	16	16	ТТ ПС Южная
Ледяная - Бузули	АС-95	100	330	13	13	13	13	ТТ ПС Бузули
Загрузка АТ 500/220 кВ, А								
АТ-1 ПС Амурская	501	578	694	171	176	172	176	
АТ-2 ПС Амурская	501	578	694	откл	откл	откл	откл	
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А								
АТ-3 ПС Амурская	63	450	540	откл	откл	откл	откл	
АТ-4 ПС Амурская	63	480	576	124	123	124	123	
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	121	13	13	13	13	
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	63	5	5	5	5	
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	63	4	4	4	4	
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	86	8	8	2	2	
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	75	15	15	3	3	
Напряжения на шинах, кВ								
Напряжение на шинах ПС 500 кВ								
Амурская			508,8	509,4	508,9	509,5		
			237,2	237,7	237,3	237,8		
			124,0	124,2	124,0	124,3		
			38,9	38,9	38,9	39,0		
Напряжение на шинах ПС 220 кВ								
Свободный			237,2	237,6	237,2	237,7		
			38,8	38,9	38,8	38,9		
Ледяная			237,7	237,7	237,7	237,7		
			39,1	39,1	39,1	39,1		
Новокиевка			240,8	241,0	241,4	241,7		
			38,8	38,9	39,5	39,6		

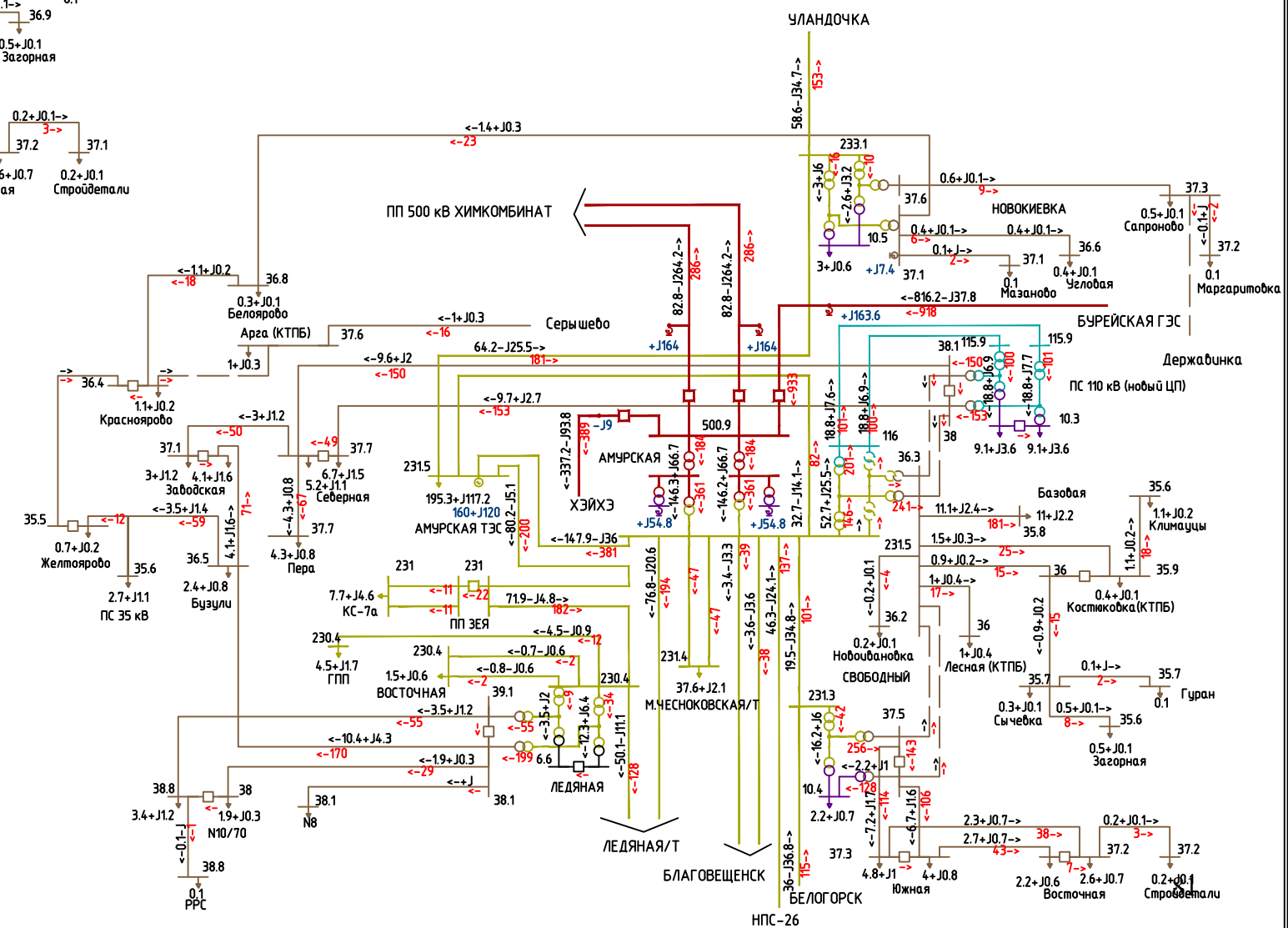
Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
 Зимний максимум 2023 г. Нормальный режим.



Отключение АТ-1 ПС 500 кВ Амурская

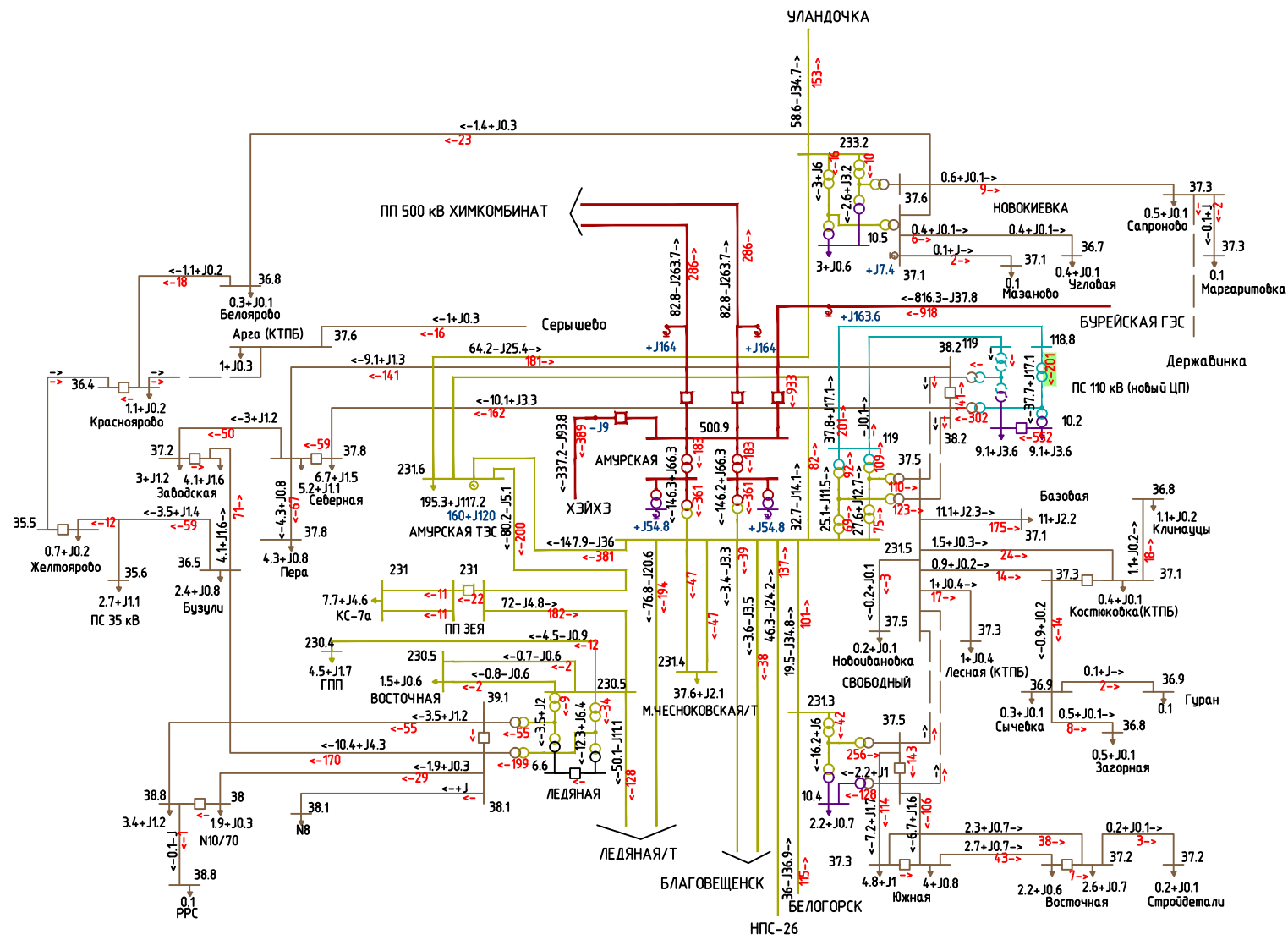


Отключение АТ-4 ПС 500 кВ Амурская

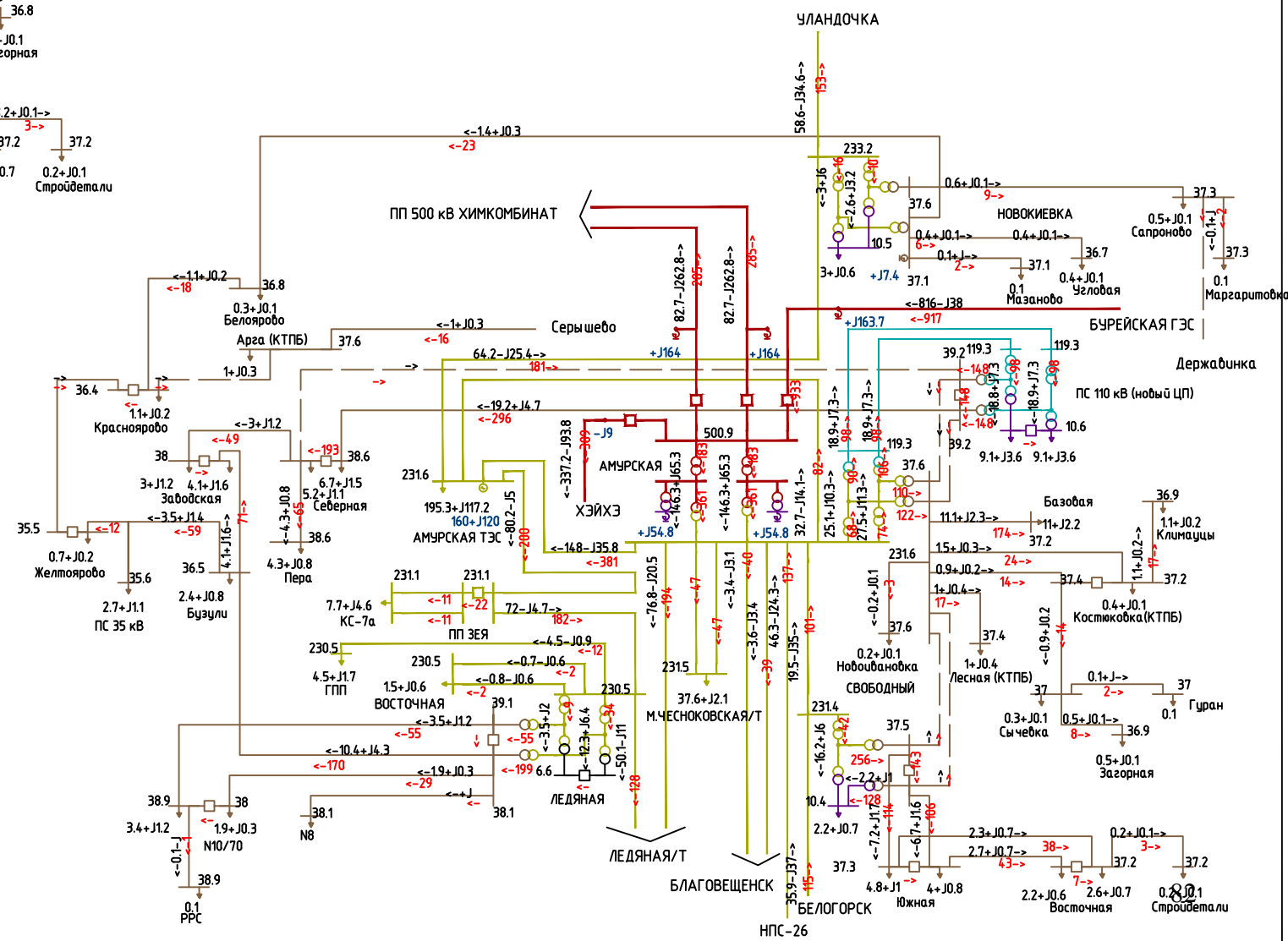


ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

Отключение Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)



Отключение ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №1

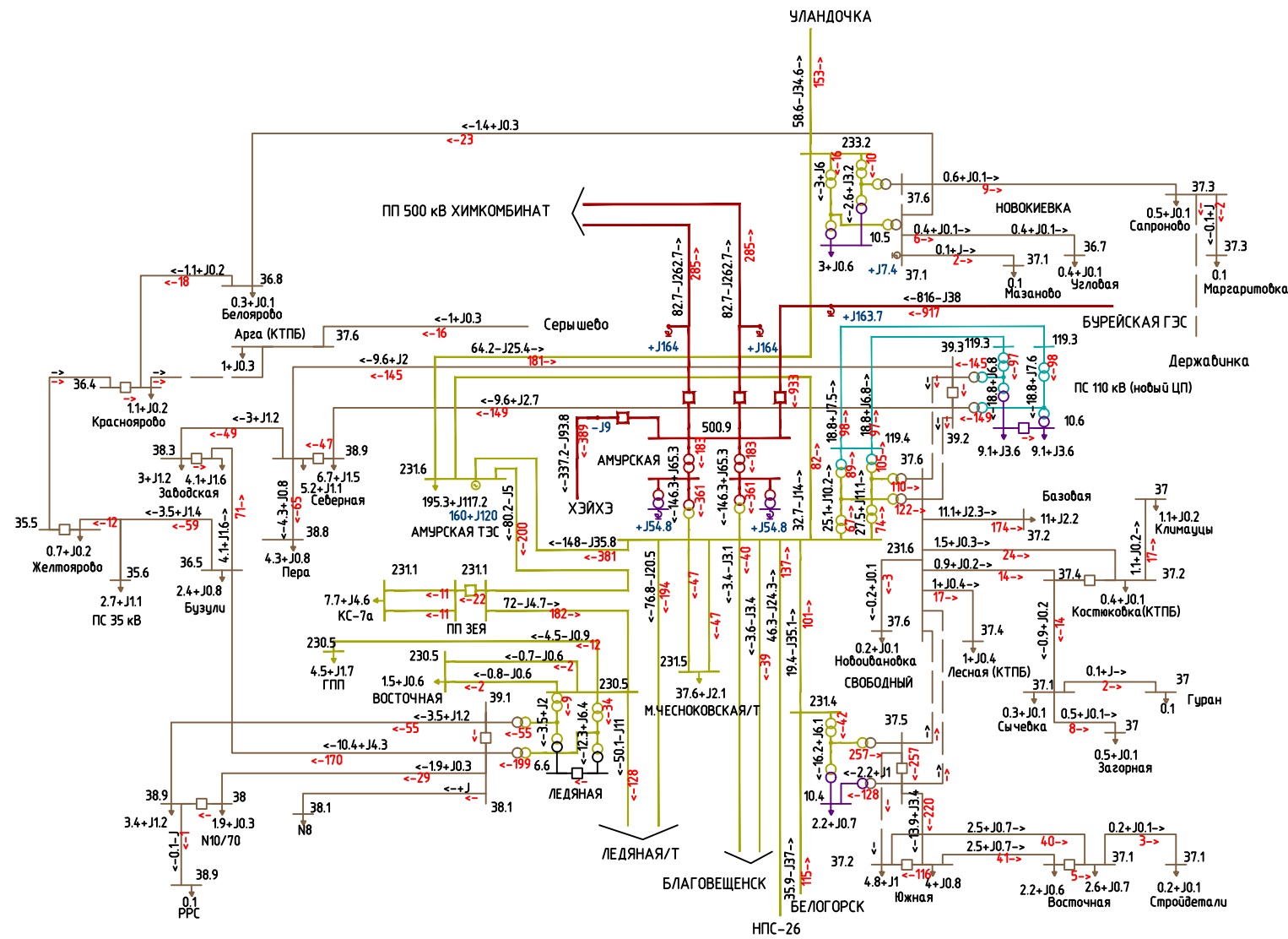


ПРИМЕЧАНИЕ

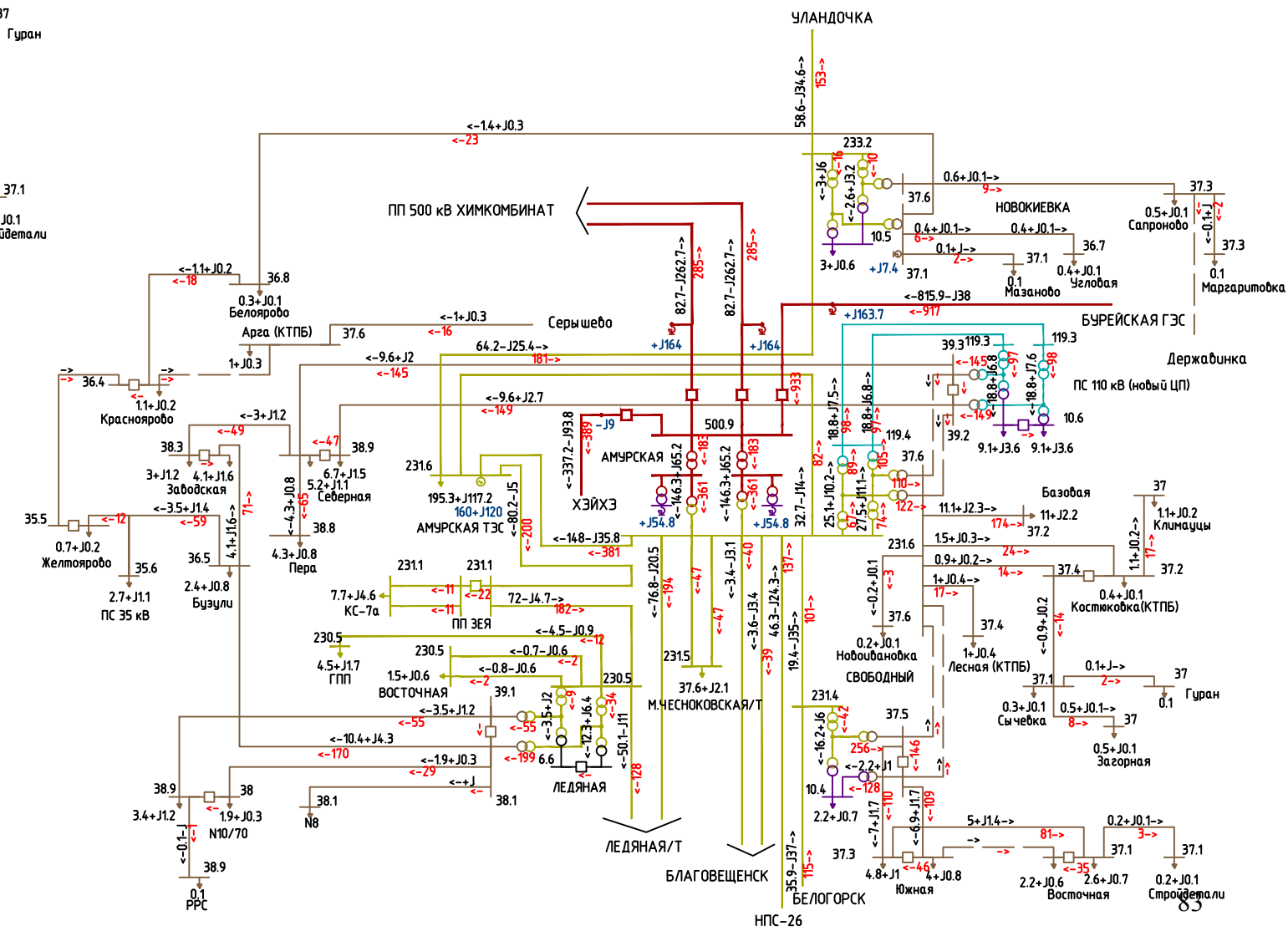
См. Приложение Д л 1

160 - ток нагрузки трансформатора достигла допустимого значения

Отключение ВЛ 35 кВ Свободный – Южная №1



Отключение ВЛ 35 кВ Южная – Восточная №2



ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

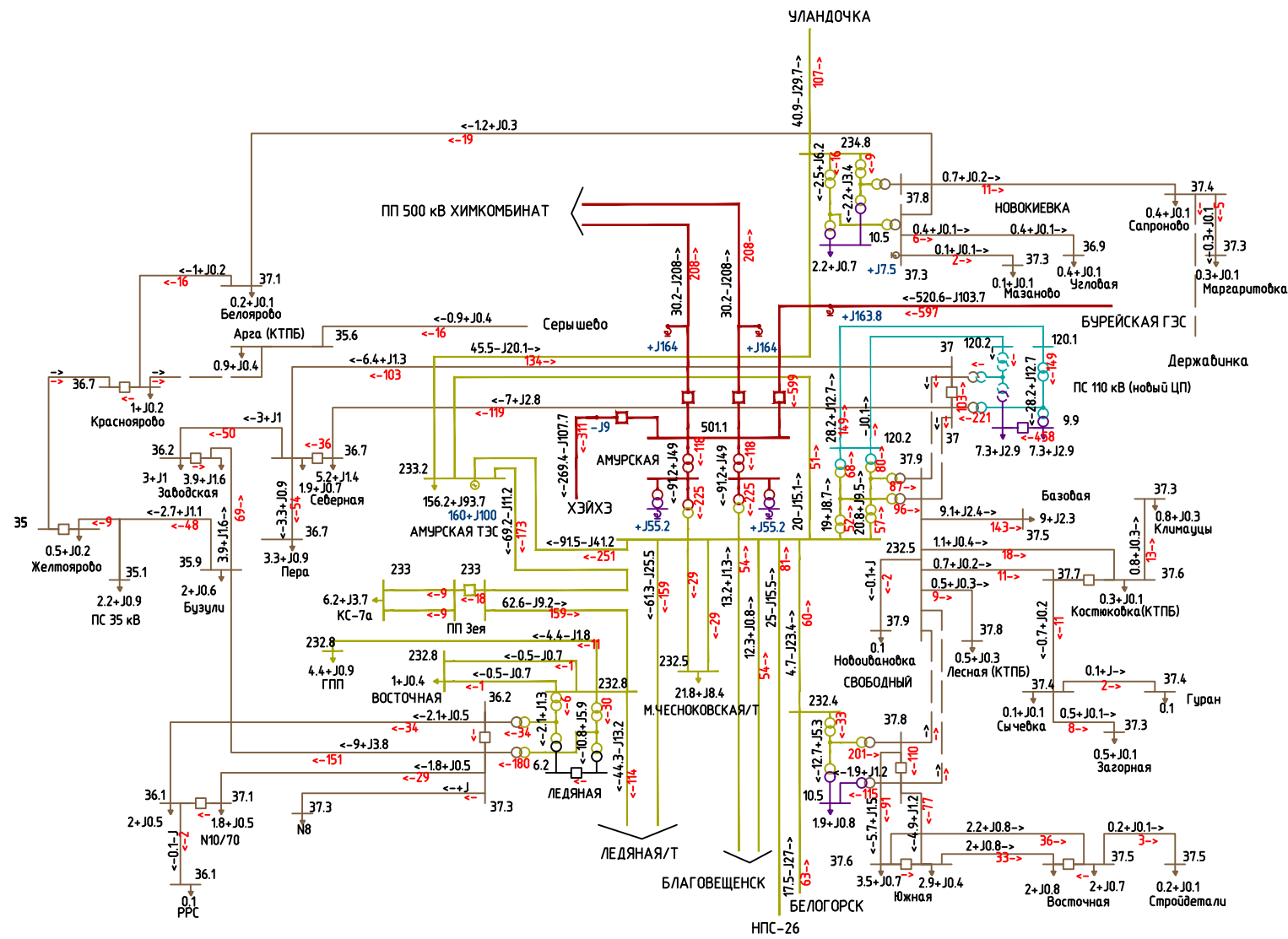
Токовая загрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Зимний максимум 2023 г.

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при t = - 20 град.С	Аварийно допустимый ток, А при t = - 20 град.С	Нормальный режим	Зимний максимум							Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети							
					АТ-1 ПС 500 кВ Амурская	АТ-4 ПС 500 кВ Амурская	Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №1	ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1	ВЛ 35 кВ Южная - Восточная №2	ВЛ 35 кВ Ледяная - Бузули	
Загрузка ВЛ 110 кВ, А												
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	574	690	97	97	100	0	98	97	97	129	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	98	98	101	201	98	98	98	131	провод ВЛ
Загрузка ВЛ 35 кВ, А												
Северная - Новый ЦП №1	АС-95	426	512	145	146	150	141	откл	145	145	232	провод ВЛ
Северная - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	149	149	153	162	296	149	149	237	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	574	690	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	ТТ ПС Амурская
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	ТТ ПС Амурская
Амурская - Базовая	АС-95	426	512	174	175	181	175	174	174	174	176	провод ВЛ
Свободный - Южная №1	АС-185	656	791	114	114	114	114	114	откл	110	114	провод ВЛ
Свободный - Южная №2	АС-185	656	791	106	106	106	106	106	220	109	106	провод ВЛ
Южная - Восточная №1	АС-95	200	512	38	38	38	38	38	40	81	38	ТТ ПС Южная
Южная - Восточная №2	АС-95	200	512	43	43	43	43	43	41	откл	43	ТТ ПС Южная
Ледяная - Бузули	АС-95	300	462	170	170	170	170	170	170	170	откл	ТТ ПС Бузули
Загрузка АТ 500/220 кВ, А												
АТ-1 ПС Амурская	501	578	723	185	откл	185	185	185	185	185	186	
АТ-2 ПС Амурская	501	578	723	185	311	185	185	185	185	185	186	
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А												
АТ-3 ПС Амурская	63	450	563	122	122	241	123	122	122	122	128	
АТ-4 ПС Амурская	63	480	600	110	110	откл	110	110	110	110	106	
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	126	43	43	43	43	43	43	43	43	
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	66	35	35	35	35	35	35	35	5	
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	66	10	10	10	10	10	10	10	10	
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	94	10	10	10	10	10	10	10	10	
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	78	17	17	17	17	17	17	17	17	
Загрузка Т 110/35 кВ, А												
Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	97	97	100	откл	98	97	97	129	
Т-2 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	98	98	101	201	98	98	98	131	
Напряжения на шинах, кВ												
Напряжение на шинах ПС 500 кВ												
Амурская	500,9	501,5	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	
	231,6	231,1	231,5	231,5	231,5	231,6	231,6	231,6	231,6	231,6	231,5	
	119,4	119,1	116,0	119,0	119,3	119,4	119,4	119,4	119,4	119,4	118,4	
	37,6	37,5	36,3	37,5	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,3	
Напряжение на шинах ПС 220 кВ												
Свободный	231,4	230,9	231,3	231,3	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	231,3	
	37,5	37,4	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	
Ледяная	230,5	230,2	230,4	230,5	230,5	230,5	230,5	230,5	230,5	230,5	231,1	
	38,1	38,0	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	39,4	
Новокиевка	233,2	232,9	233,1	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,3	
	37,6	37,5	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	
Напряжение на шинах ПС 110 кВ												
ПС 110 кВ (новый ЦП)	119,3	119,0	115,9	119,0	119,3	119,3	119,3	119,3	119,3	119,3	118,3	
	39,3	39,2	38,1	38,2	39,2	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,5	
	10,6	10,6	10,3	10,2	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,4	

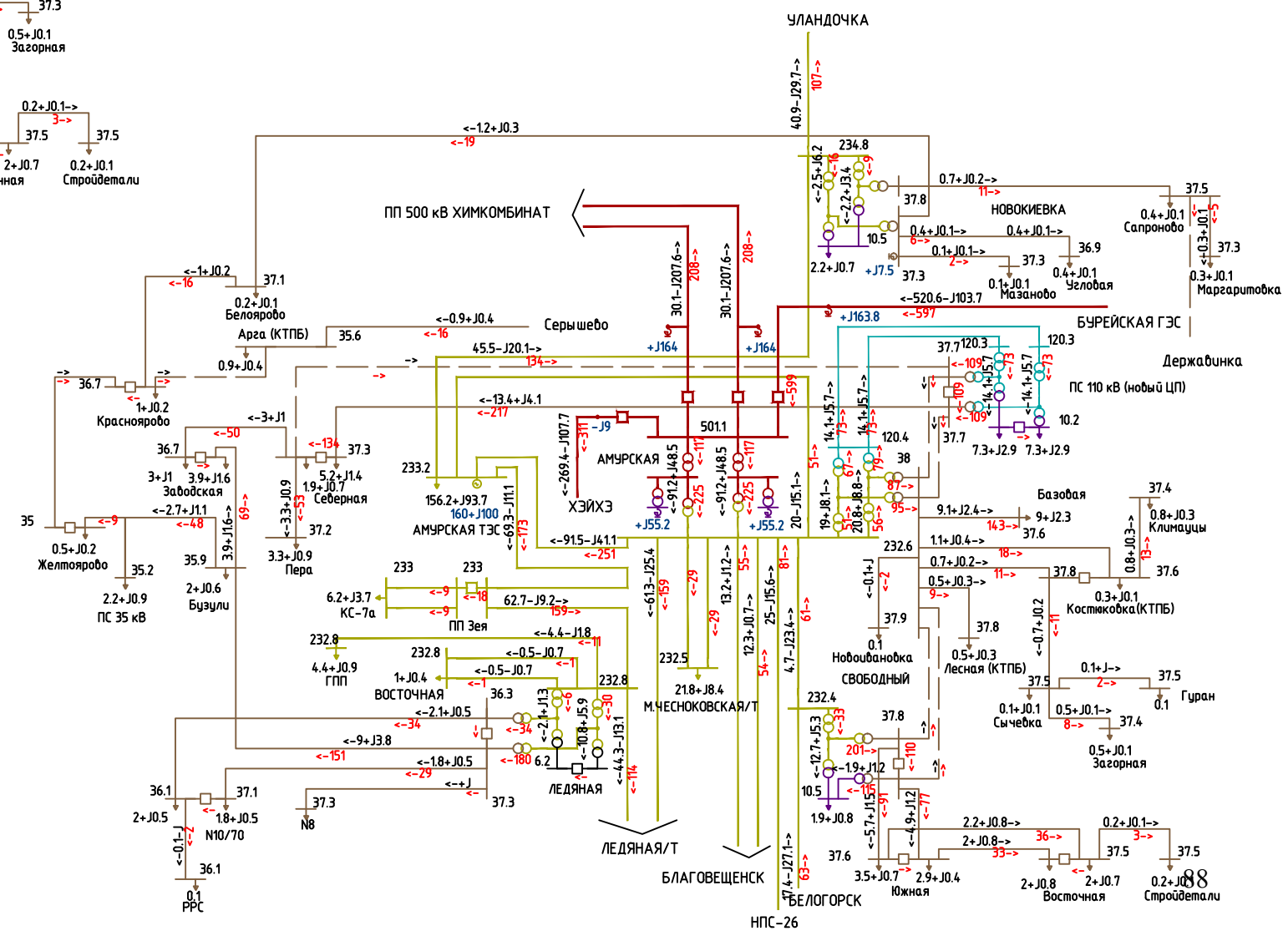
ПРИМЕЧАНИЕ

откл - отключенный элемент сети.

Отключение Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)

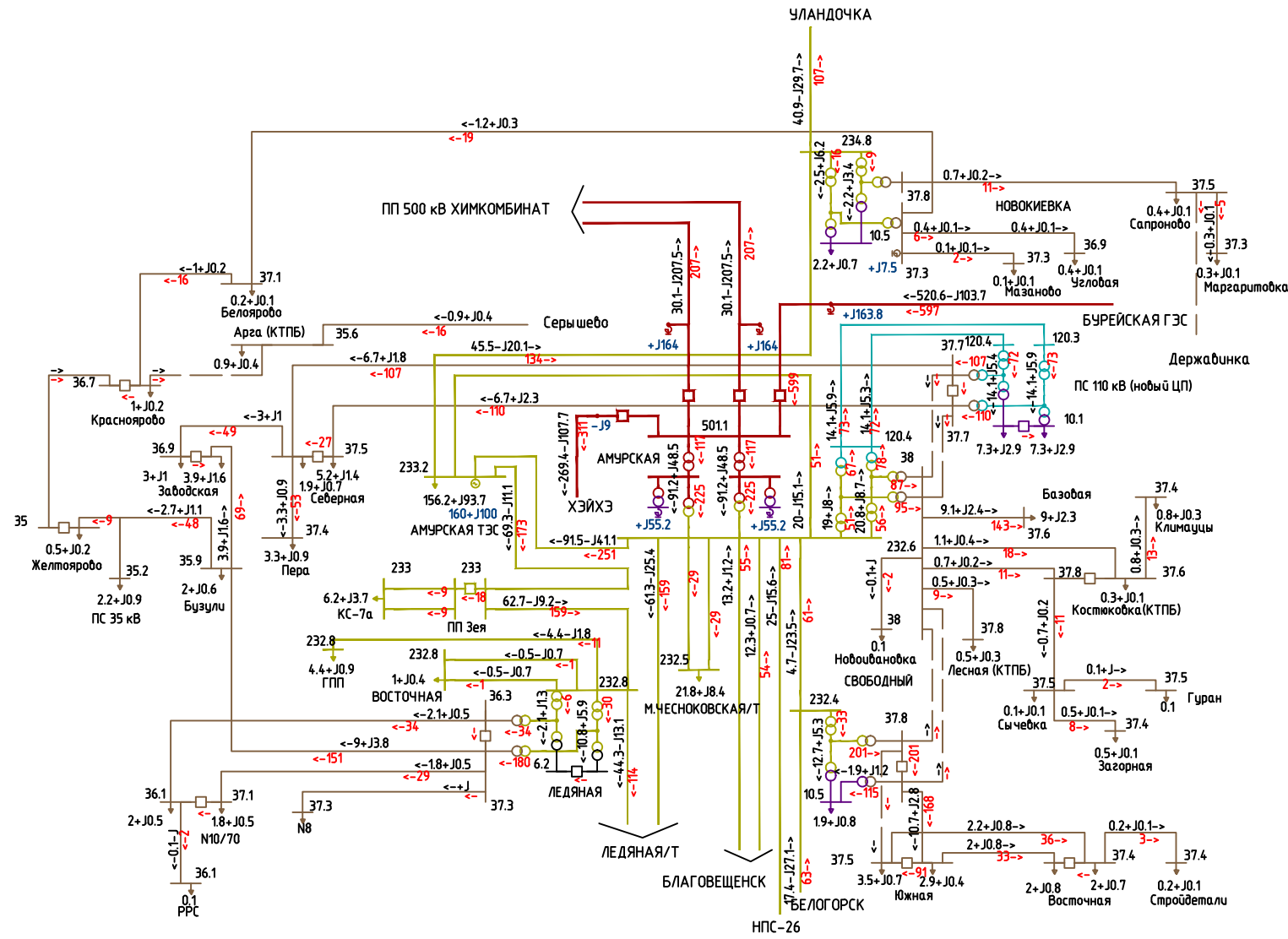


Отключение ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №1

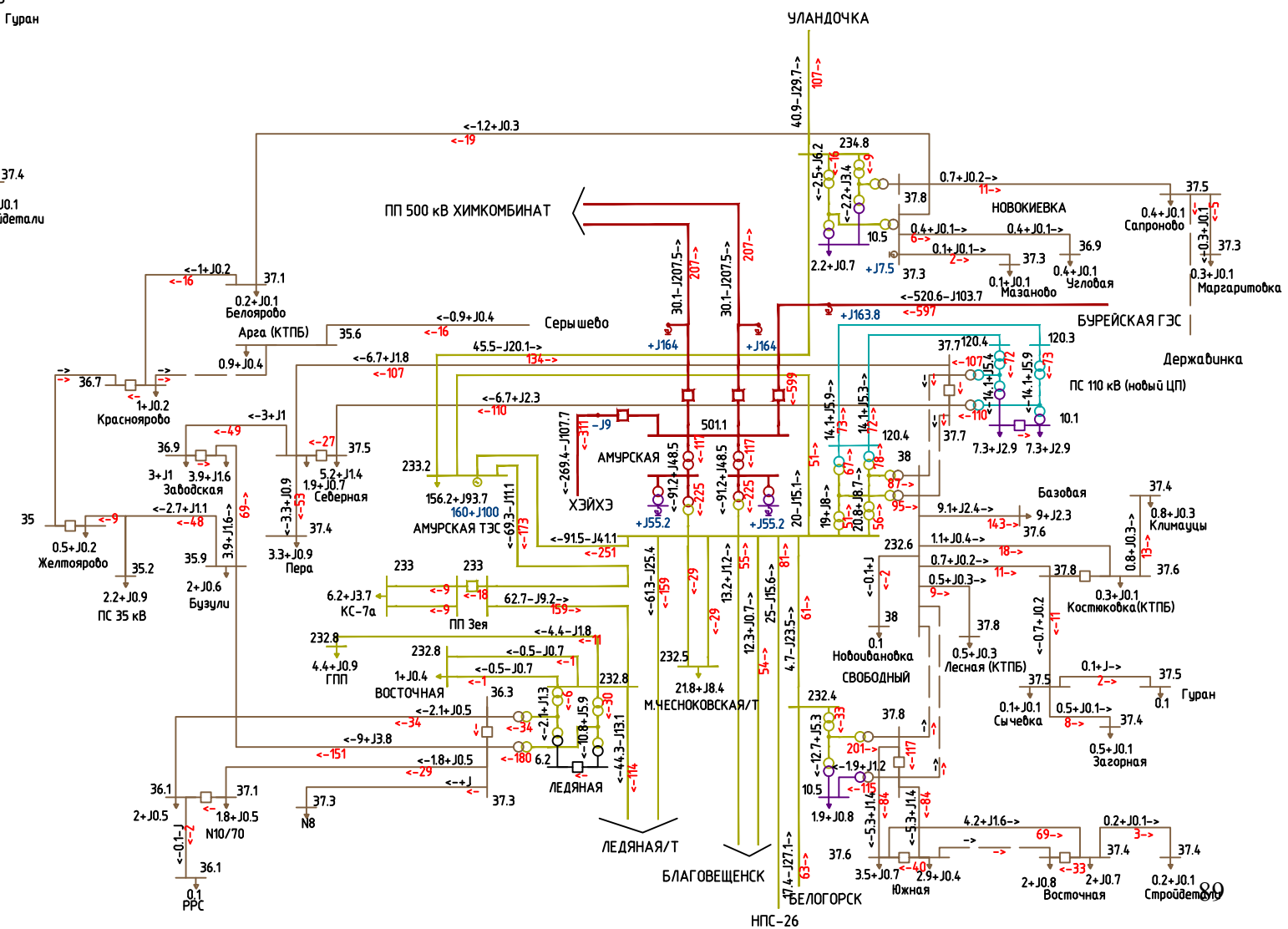


ПРИМЕЧАНИЕ
 См. Приложение Д л 1

Отключение ВЛ 35 кВ Свободный – Южная №1



Отключение ВЛ 35 кВ Южная – Восточная №2



ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

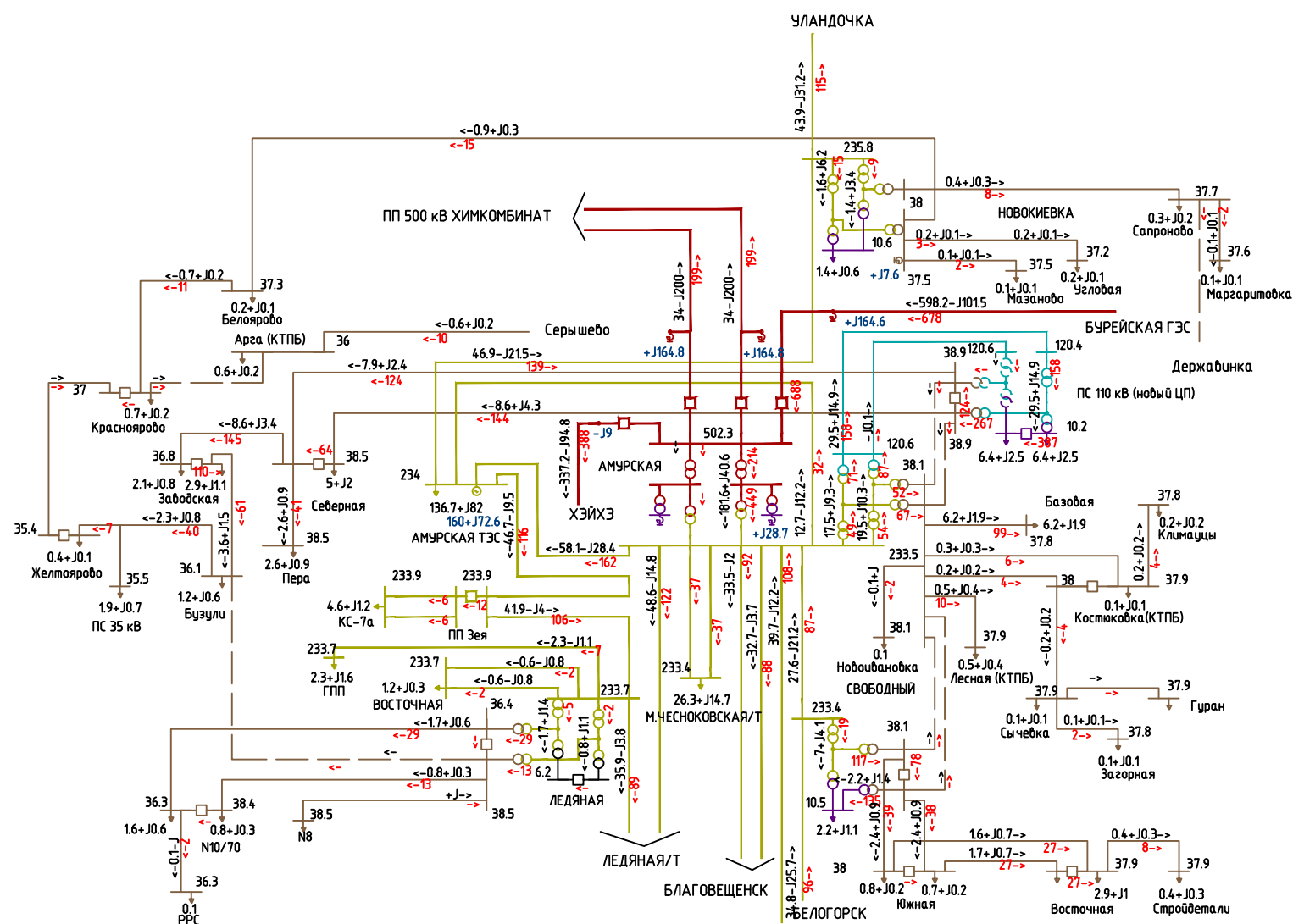
Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Зимний минимум 2023 г.

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при t = -20 град.С	Аварийно допустимый ток, А при t = -20 град.С	Нормальный режим	Зимний минимум							Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети							
					АТ-1 ПС 500 кВ Амурская	АТ-4 ПС 500 кВ Амурская	Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №1	ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1	ВЛ 35 кВ Южная - Восточная №2	ВЛ 35 кВ Ледяная - Бузули	
Загрузка ВЛ 110 кВ, А												
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	574	690	72	72	74	0	73	72	72	99	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	73	73	75	149	73	73	73	100	провод ВЛ
Загрузка ВЛ 35 кВ, А												
Северная - Новый ЦП №1	АС-95	426	512	107	107	109	103	откл	107	107	178	провод ВЛ
Северная - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	110	110	112	119	217	110	110	182	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	574	690	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	ТТ ПС Амурская
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	ТТ ПС Амурская
Амурская - Базовая	АС-95	426	512	143	142	147	143	143	143	143	144	провод ВЛ
Свободный - Южная №1	АС-185	656	791	91	90	91	91	91	откл	84	91	провод ВЛ
Свободный - Южная №2	АС-185	656	791	77	77	77	77	77	168	84	77	провод ВЛ
Южная - Восточная №1	АС-95	200	512	36	36	36	36	36	36	69	36	ТТ ПС Южная
Южная - Восточная №2	АС-95	200	512	33	33	33	33	33	33	откл	33	ТТ ПС Южная
Ледяная - Бузули	АС-95	300	462	151	151	151	151	151	151	151	откл	ТТ ПС Бузули
Загрузка АТ 500/220 кВ, А												
АТ-1 ПС Амурская	501	578	723	119	откл	119	119	119	119	119	120	
АТ-2 ПС Амурская	501	578	723	119	193	119	119	119	119	119	120	
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А												
АТ-3 ПС Амурская	63	450	563	95	95	187	96	95	95	95	100	
АТ-4 ПС Амурская	63	480	600	87	87	откл	87	87	87	87	83	
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	126	34	34	34	34	34	34	34	34	
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	66	31	30	31	31	31	31	31	5	
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	66	6	6	6	6	6	6	6	6	
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	94	10	10	10	10	10	10	10	10	
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	78	16	16	16	16	16	16	16	16	
Загрузка Т 110/35 кВ, А												
Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	72	72	74	откл	73	72	72	99	
Т-2 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	73	73	75	149	73	73	73	100	
Напряжения на шинах, кВ												
Напряжение на шинах ПС 500 кВ												
Амурская	501,1	501,6	501,0	501,1	501,1	501,1	501,1	501,1	501,1	501,1	501,0	
	232,6	232,8	232,5	232,5	232,6	232,6	232,6	232,6	232,6	232,6	232,5	
	120,4	120,6	117,9	120,2	120,4	120,4	120,4	120,4	120,4	120,4	119,7	
	38,0	38,0	36,9	37,9	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	37,7	
Напряжение на шинах ПС 220 кВ												
Свободный	232,4	232,7	232,4	232,4	232,4	232,4	232,4	232,4	232,4	232,4	232,4	
	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	
Ледяная	232,8	233,1	232,8	232,8	232,8	232,8	232,8	232,8	232,8	232,8	233,4	
	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	38,4	
Новокиевка	234,8	235,1	234,8	234,8	234,8	234,8	234,8	234,8	234,8	234,8	234,9	
	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	
Напряжение на шинах ПС 110 кВ												
ПС 110 кВ (новый ЦП)	120,4	120,5	117,9	120,2	120,3	120,4	120,4	120,4	120,4	120,4	119,6	
	37,7	37,8	36,9	37,0	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	39,2	
	10,1	10,2	9,9	9,9	10,2	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,0	

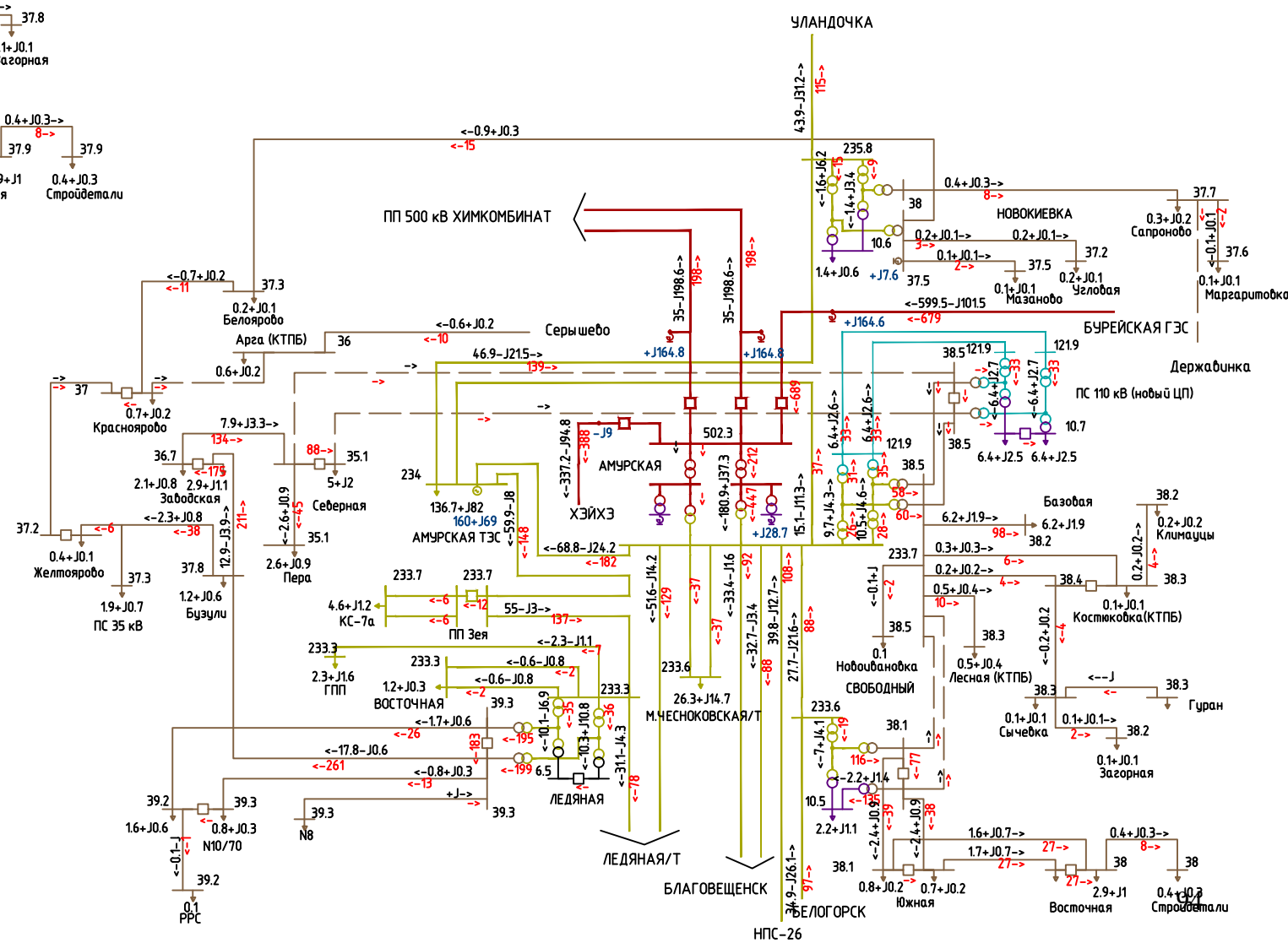
ПРИМЕЧАНИЕ

откл - отключенный элемент сети.

Отключение АТ-1 ПС 110 кВ (новый ЦП) при ремонте ВЛ 35 кВ Ледяная-Бузули



Отключение ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №1
при ремонте ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №2



ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Летний максимум 2023 г.

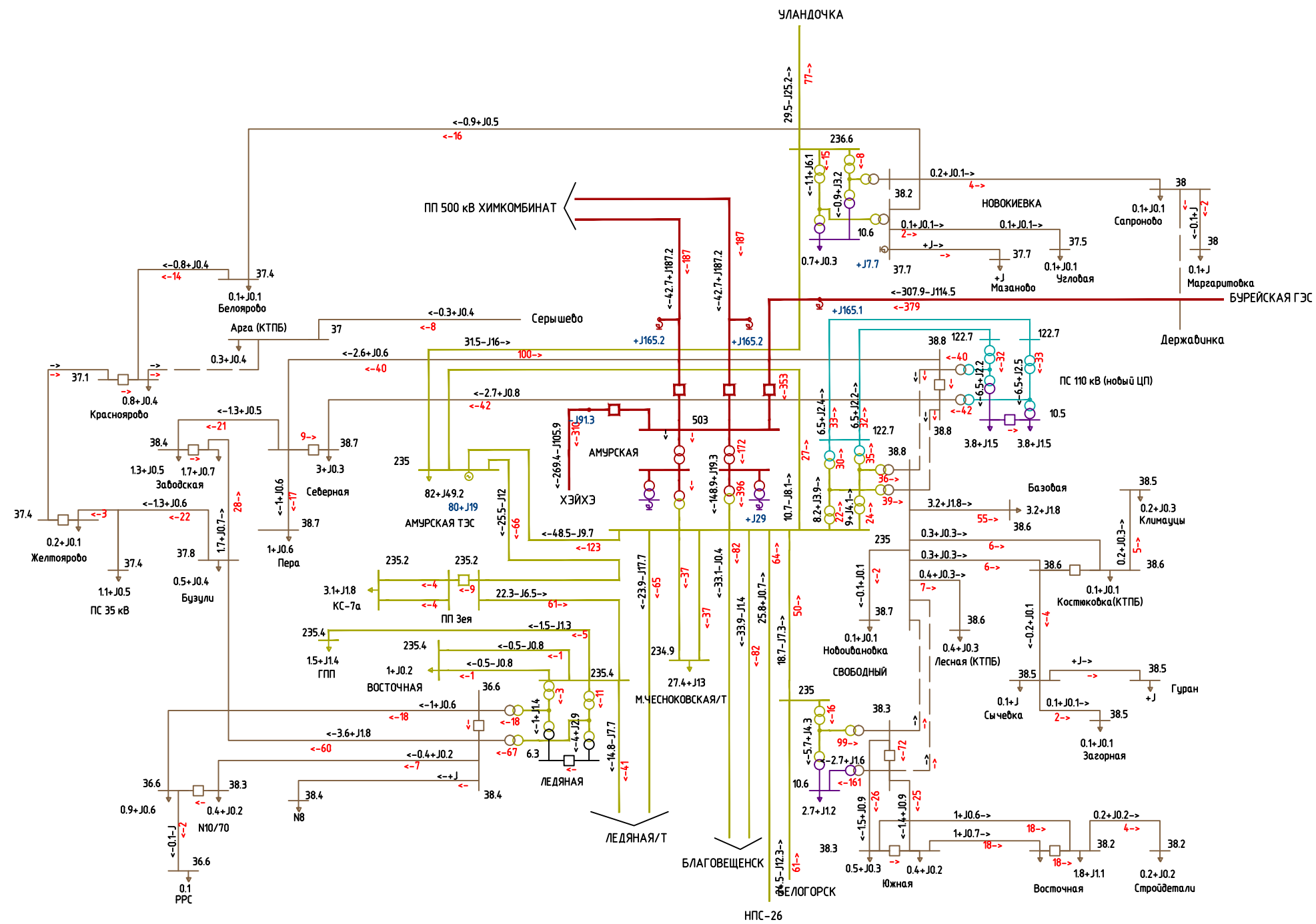
Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при $t = + 25$ град.С	Аварийно допустимый ток, А при $t = + 25$ град.С	Нормальный режим	Летний максимум					Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети					
					Отключение ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №1 при ремонте ВЛ 35 кВ Ледяная-Бузули	Отключение Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП) при ремонте ВЛ 35 кВ Ледяная-Бузули	Отключение ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №1 при ремонте ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №2	Отключение ВЛ 110 кВ Амурская - Новый ЦП №1 при ремонте ВЛ 110 кВ Амурская - Новый ЦП №2	Отключение ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1 при ремонте ВЛ 35 кВ Южная - Восточная №2	
Загрузка ВЛ 110 кВ, А										
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	445	534	58	77	0	33	откл	58	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	59	78	158	33	ремонт	59	провод ВЛ
Загрузка ВЛ 35 кВ, А										
Северная - Новый ЦП №1	АС-95	330	396	78	откл	124	откл	78	78	провод ВЛ
Северная - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	80	262	144	ремонт	85	80	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	445	534	откл	откл	откл	откл	185	откл	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	откл	откл	откл	откл	192	откл	провод ВЛ
Амурская - Базовая	АС-95	330	396	94	99	99	98	101	98	провод ВЛ
Свободный - Южная №1	АС-185	510	612	34	39	39	39	39	откл	провод ВЛ
Свободный - Южная №2	АС-185	510	612	29	38	38	38	38	78	провод ВЛ
Южная - Восточная №1	АС-95	200	396	21	27	27	27	27	54	ТТ ПС Южная
Южная - Восточная №2	АС-95	200	396	24	27	27	27	27	ремонт	ТТ ПС Южная
Ледяная - Бузули	АС-95	300	330	109	ремонт	ремонт	261	109	109	ТТ ПС Бузули
Загрузка АТ 500/220 кВ, А										
АТ-1 ПС Амурская	501	578	694	212	214	214	212	213	213	
АТ-2 ПС Амурская	501	578	694	откл	откл	откл	откл	откл	откл	
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А										
АТ-3 ПС Амурская	63	450	540	61	67	67	60	231	64	
АТ-4 ПС Амурская	63	480	576	52	52	52	58	268	55	
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	121	18	20	20	20	20	20	
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	63	21	3	3	37	21	21	
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	63	5	5	5	35	5	5	
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	86	9	9	9	9	9	9	
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	75	16	16	16	16	16	16	
Загрузка Т 110/35 кВ, А										
Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	58	77	откл	33	0	58	
Т-2 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	59	78	158	33	0	59	
Напряжения на шинах, кВ										
Напряжение на шинах ПС 500 кВ										
Амурская	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3	
	233,6	233,5	233,5	233,5	233,7	233,6	233,6	233,6	233,6	
	121,3	120,8	120,6	120,6	121,9	121,2	121,3	121,3	121,3	
	38,3	38,1	38,1	38,1	38,5	37,4	38,3	38,3	38,3	
Напряжение на шинах ПС 220 кВ										
Свободный	233,5	233,4	233,4	233,4	233,6	233,5	233,5	233,5	233,5	
	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	
Ледяная	233,4	233,7	233,7	233,7	233,3	233,4	233,4	233,4	233,4	
	37,7	38,5	38,5	38,5	39,3	37,7	37,7	37,7	37,7	
Новокиевка	235,8	235,8	235,8	235,8	235,8	235,8	235,8	235,8	235,8	
	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	
Напряжение на шинах ПС 110 кВ										
ПС 110 кВ (новый ЦП)	121,3	120,7	120,6	120,6	121,9	116,9	121,2	121,2	121,2	
	38,1	39,7	38,9	38,9	38,5	37,2	38,1	38,1	38,1	
	10,6	10,5	10,2	10,2	10,7	10,4	10,6	10,6	10,6	

ПРИМЕЧАНИЕ

откл - отключенный элемент сети.

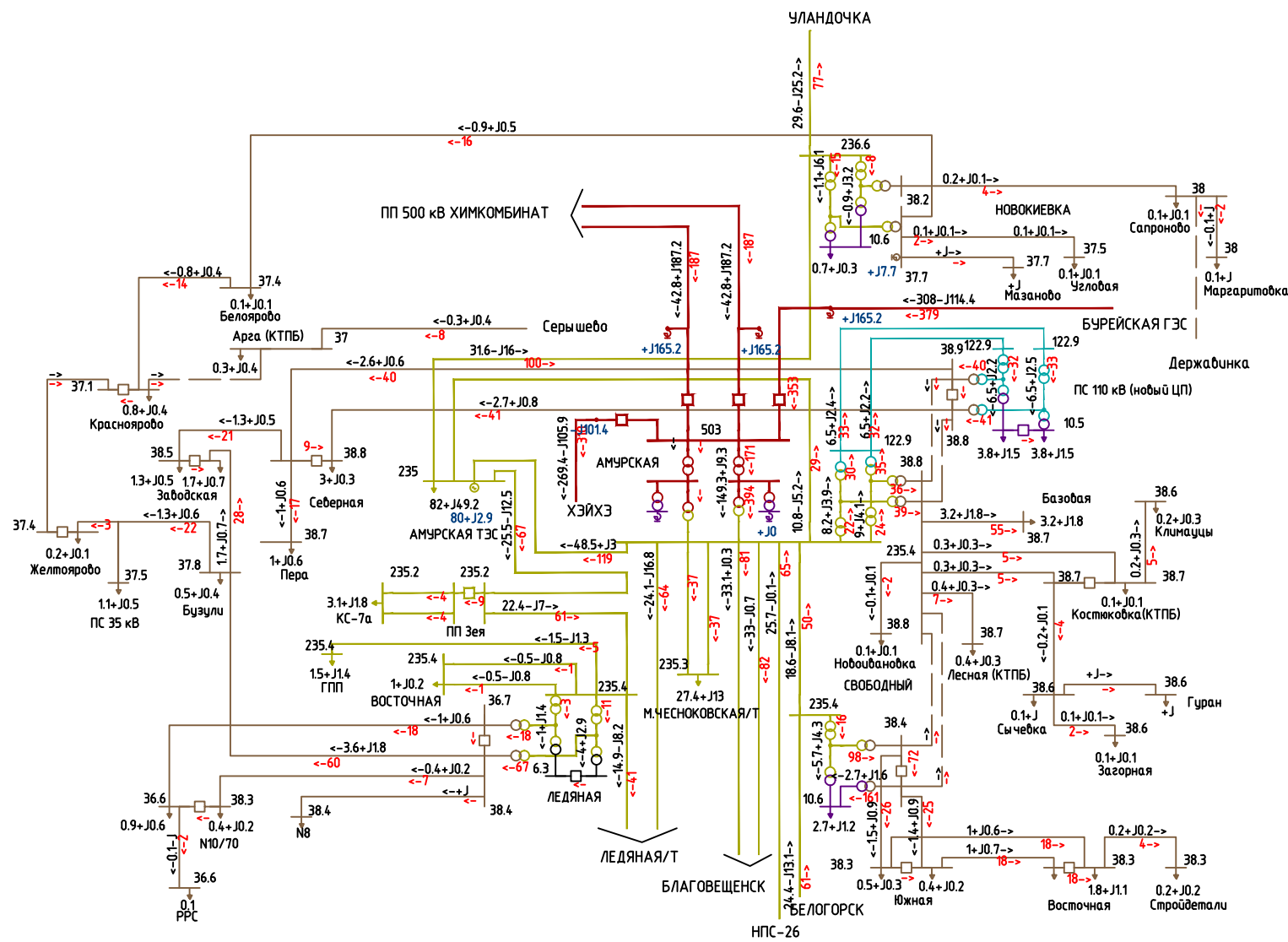
ремонт - элемент сети, находящийся в ремонте

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного Летний минимум 2023 г. Нормальный режим.

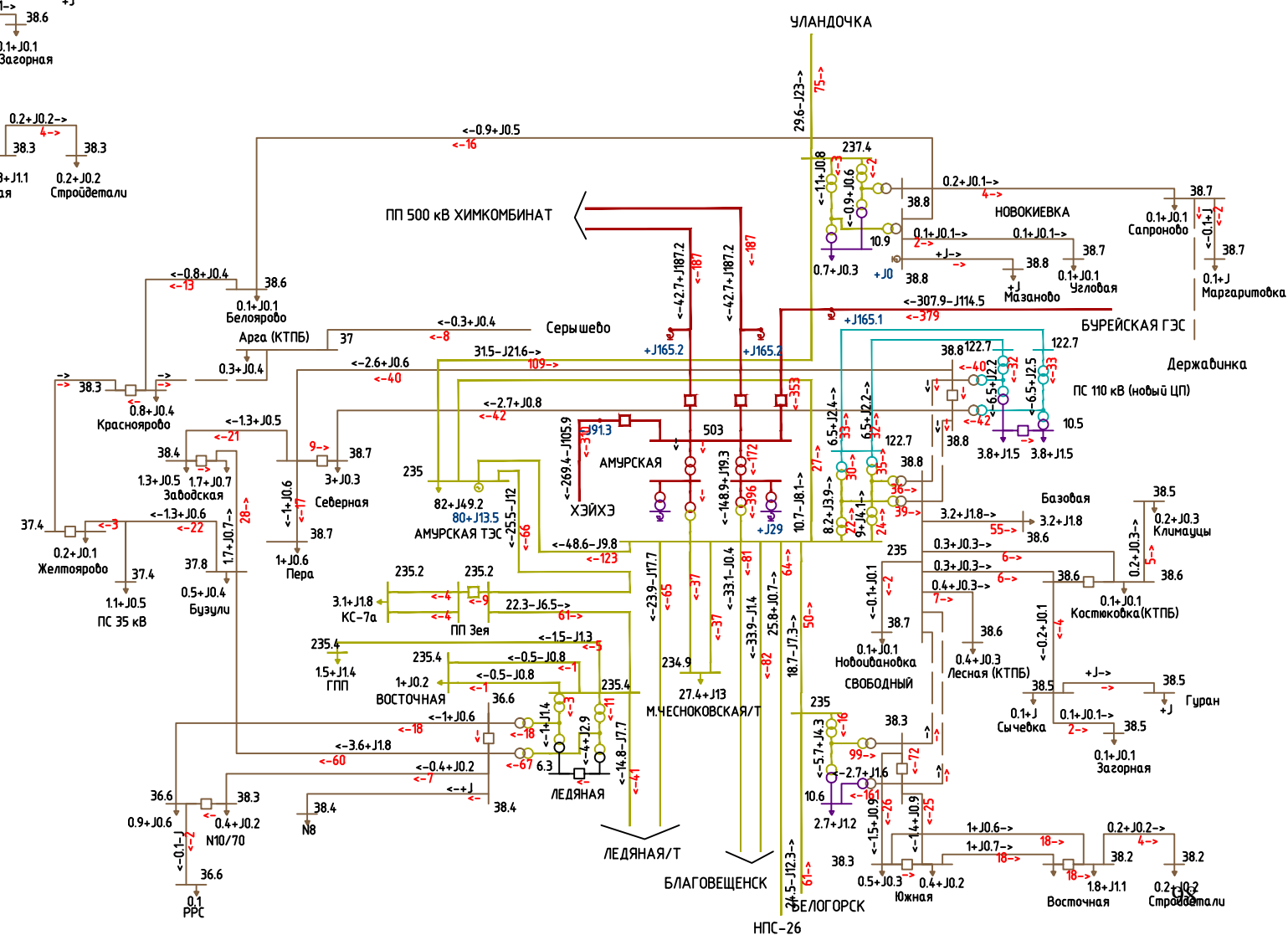


ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

Отключение РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская



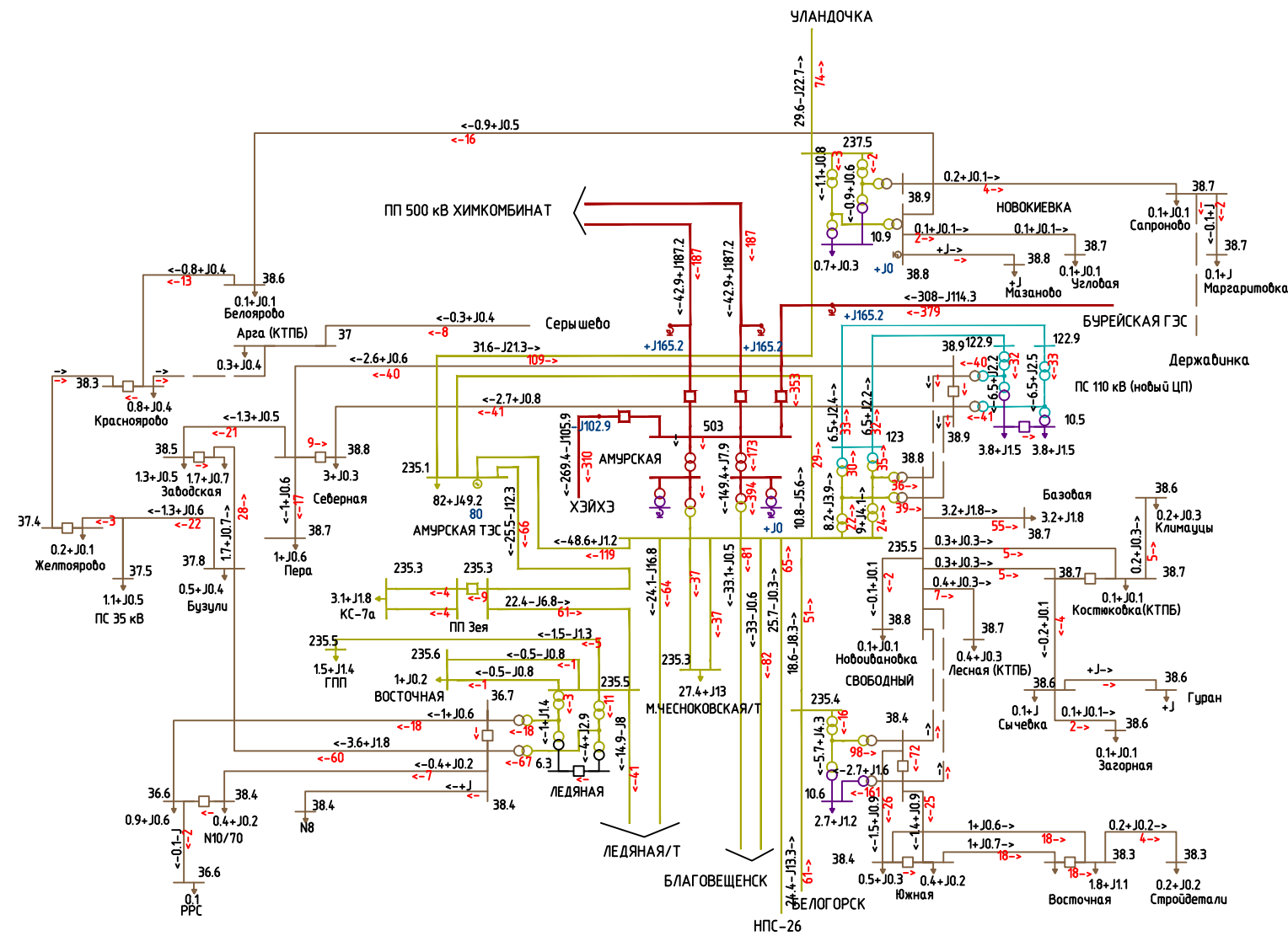
Отключение Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка



ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Летний минимум 2023 г. Послеаварийные режимы.

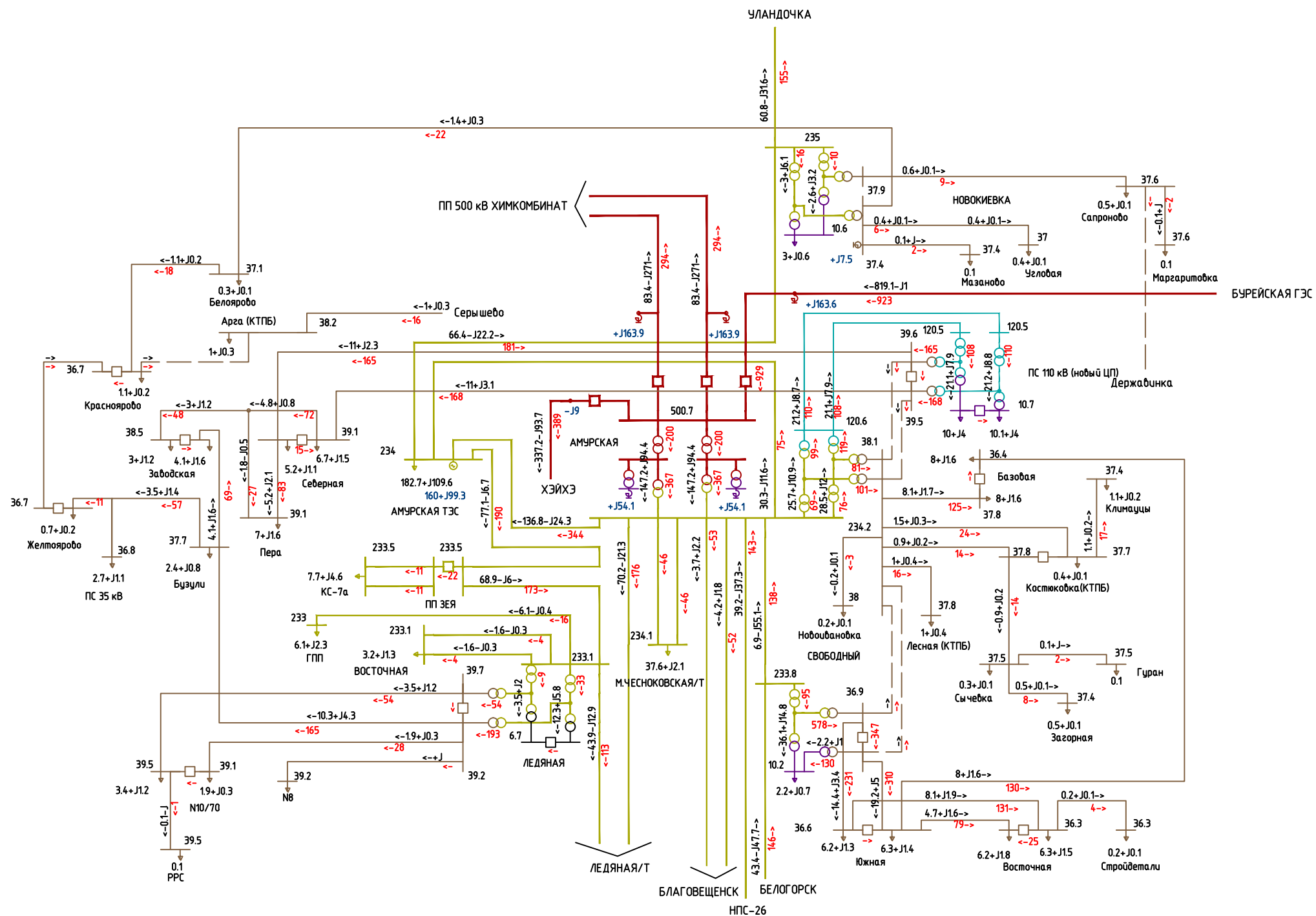
Отключение РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская
при ремонте Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка



Токовая загрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Летний минимум 2023 г.

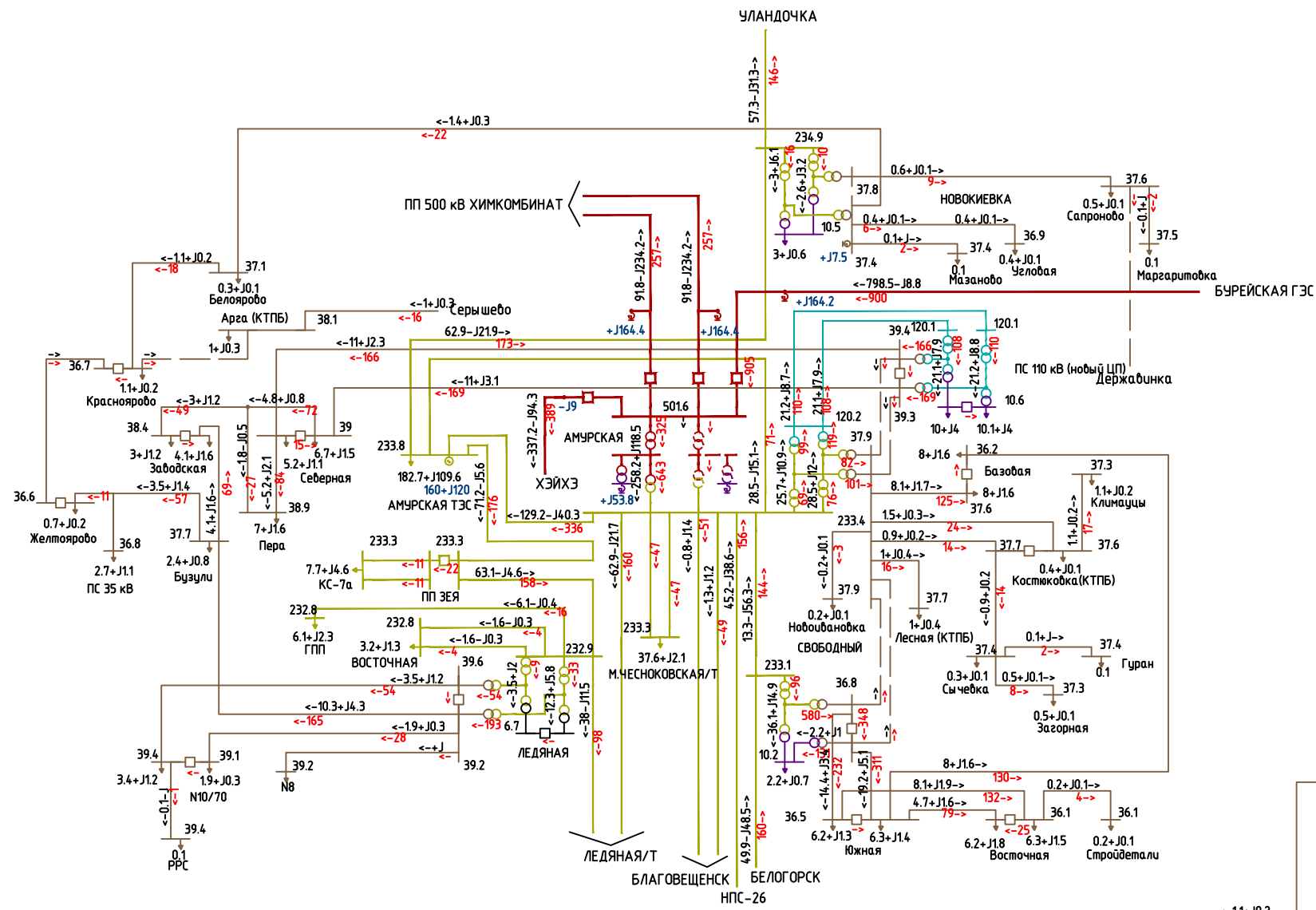
Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при t= + 25 град.С	Аварийно допустимый ток, А при t= + 25 град.С	Нормальный режим	Летний минимум			Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети			
					РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская	Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка	Отключение РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская при ремонте Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка	
Загрузка ВЛ 110 кВ, А								
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	445	534	32	32	32	32	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	33	33	33	33	провод ВЛ
Загрузка ВЛ 35 кВ, А								
Северная - Новый ЦП №1	АС-95	330	396	40	40	40	40	провод ВЛ
Северная - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	42	41	42	41	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	445	534	откл	откл	откл	откл	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	откл	откл	откл	откл	провод ВЛ
Амурская - Базовая	АС-95	330	396	55	55	55	55	провод ВЛ
Свободный - Южная №1	АС-185	510	612	26	26	26	26	провод ВЛ
Свободный - Южная №2	АС-185	510	612	25	25	25	25	провод ВЛ
Южная - Восточная №1	АС-95	200	396	18	18	18	18	ТТ ПС Южная
Южная - Восточная №2	АС-95	200	396	18	18	18	18	ТТ ПС Южная
Ледяная - Бузули	АС-95	300	330	60	60	60	60	ТТ ПС Бузули
Загрузка АТ 500/220 кВ, А								
АТ-1 ПС Амурская	501	578	694	172	171	172	173	
АТ-2 ПС Амурская	501	578	694	откл	откл	откл	откл	
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А								
АТ-3 ПС Амурская	63	450	540	39	39	39	39	
АТ-4 ПС Амурская	63	480	576	36	36	36	36	
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	121	18	18	18	18	
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	63	12	12	12	12	
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	63	4	4	4	4	
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	86	8	8	3	3	
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	75	15	15	3	3	
Загрузка Т 110/35 кВ, А								
Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	32	32	32	32	
Т-2 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	33	33	33	33	
Напряжения на шинах, кВ								
Напряжение на шинах ПС 500 кВ								
Амурская	503,0				503,0	503,0	503,0	503,0
	235,0				235,4	235,0	235,5	235,5
	122,7				122,9	122,7	123,0	123,0
	38,8				38,8	38,8	38,8	38,8
Напряжение на шинах ПС 220 кВ								
Свободный	235,0				235,4	235,0	235,4	235,4
	38,3				38,4	38,3	38,4	38,4
Ледяная	235,4				235,4	235,4	235,5	235,5
	38,4				38,4	38,4	38,4	38,4
Новокиевка	236,6				236,6	237,4	237,5	237,5
	38,2				38,2	38,8	38,9	38,9
Напряжение на шинах ПС 110 кВ								
ПС 110 кВ (новый ЦП)	122,7				122,9	122,7	122,9	122,9
	38,8				38,9	38,8	38,9	38,9
	10,5				10,5	10,5	10,5	10,5

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного Зимний максимум 2028 г. Нормальный режим.

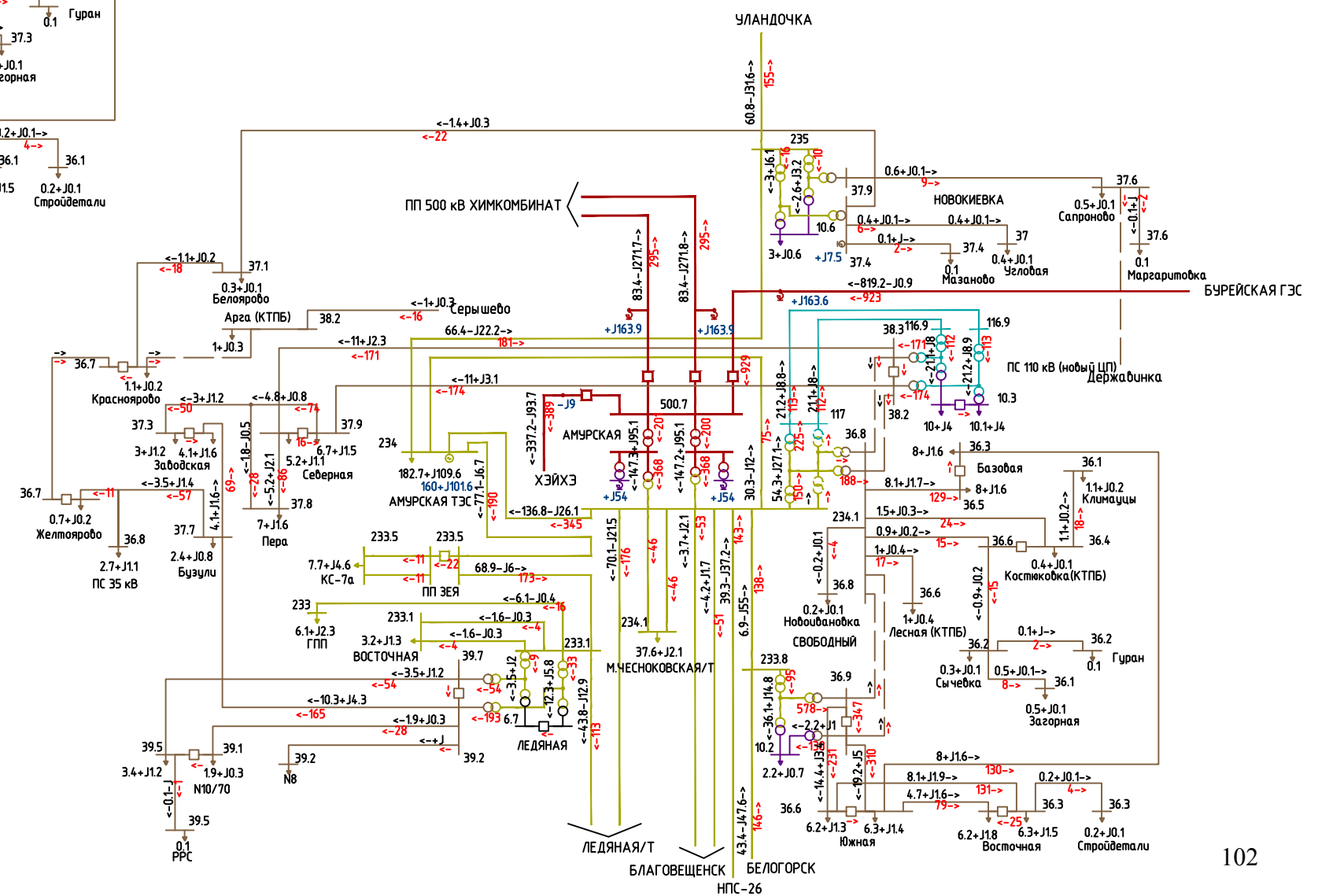


Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Зимний максимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение АТ-1 ПС 500 кВ Амурская



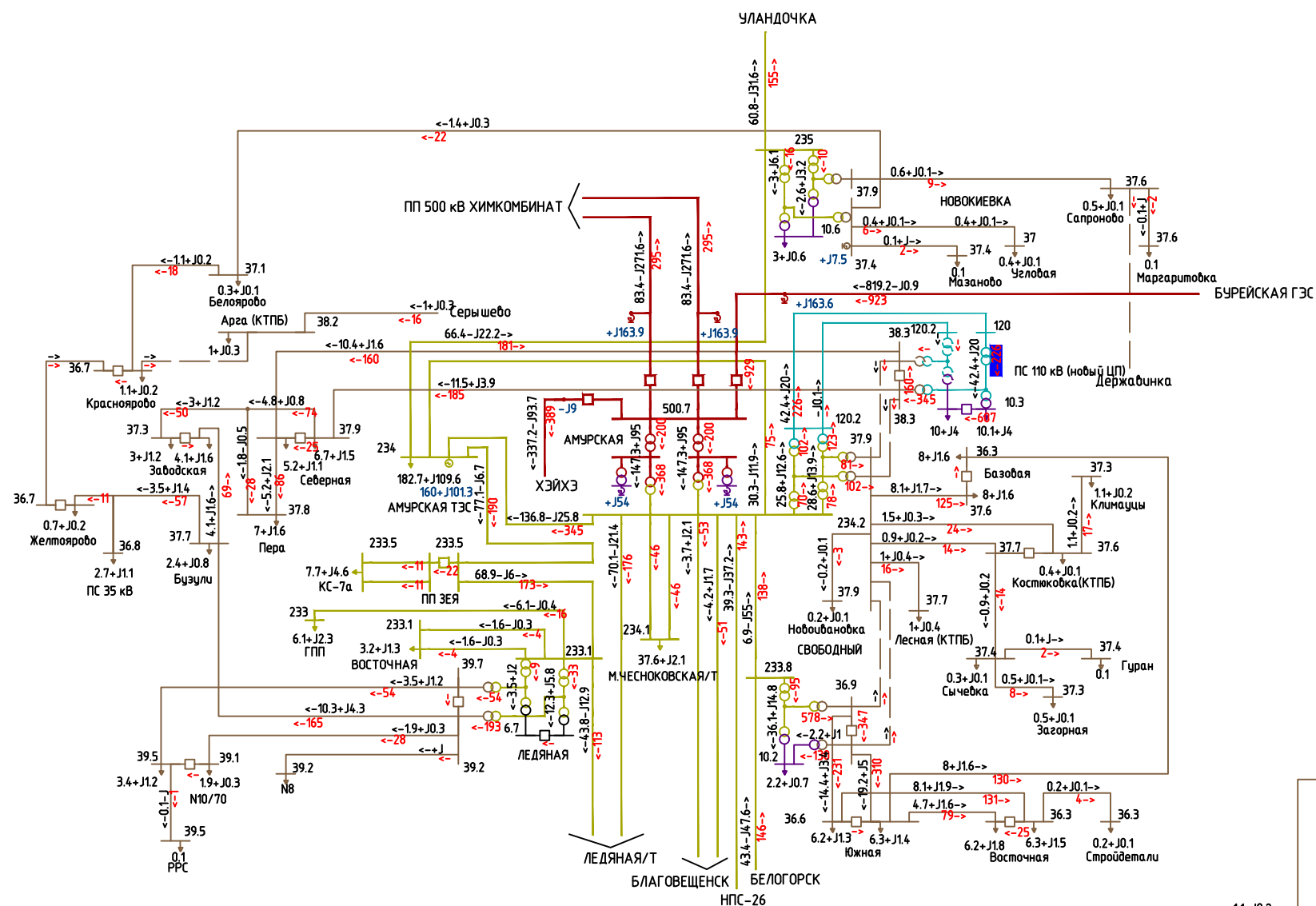
Отключение АТ-4 ПС 500 кВ Амурская



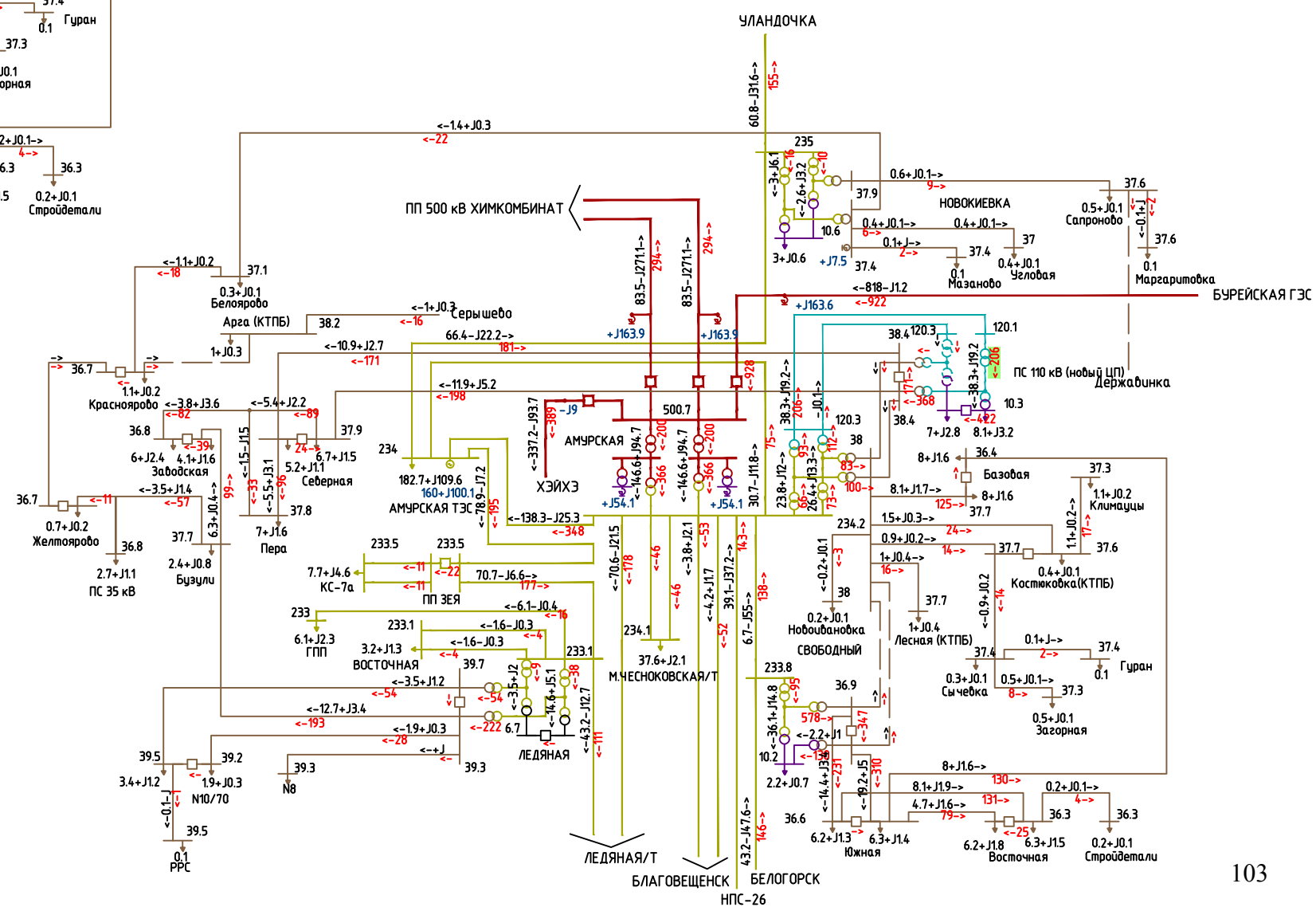
ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
 Зимний максимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)



Отключение Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)
 при переводе 5 МВт на ПС 35 кВ Заводская
 и включении СВ на ПС 35 кВ Заводская

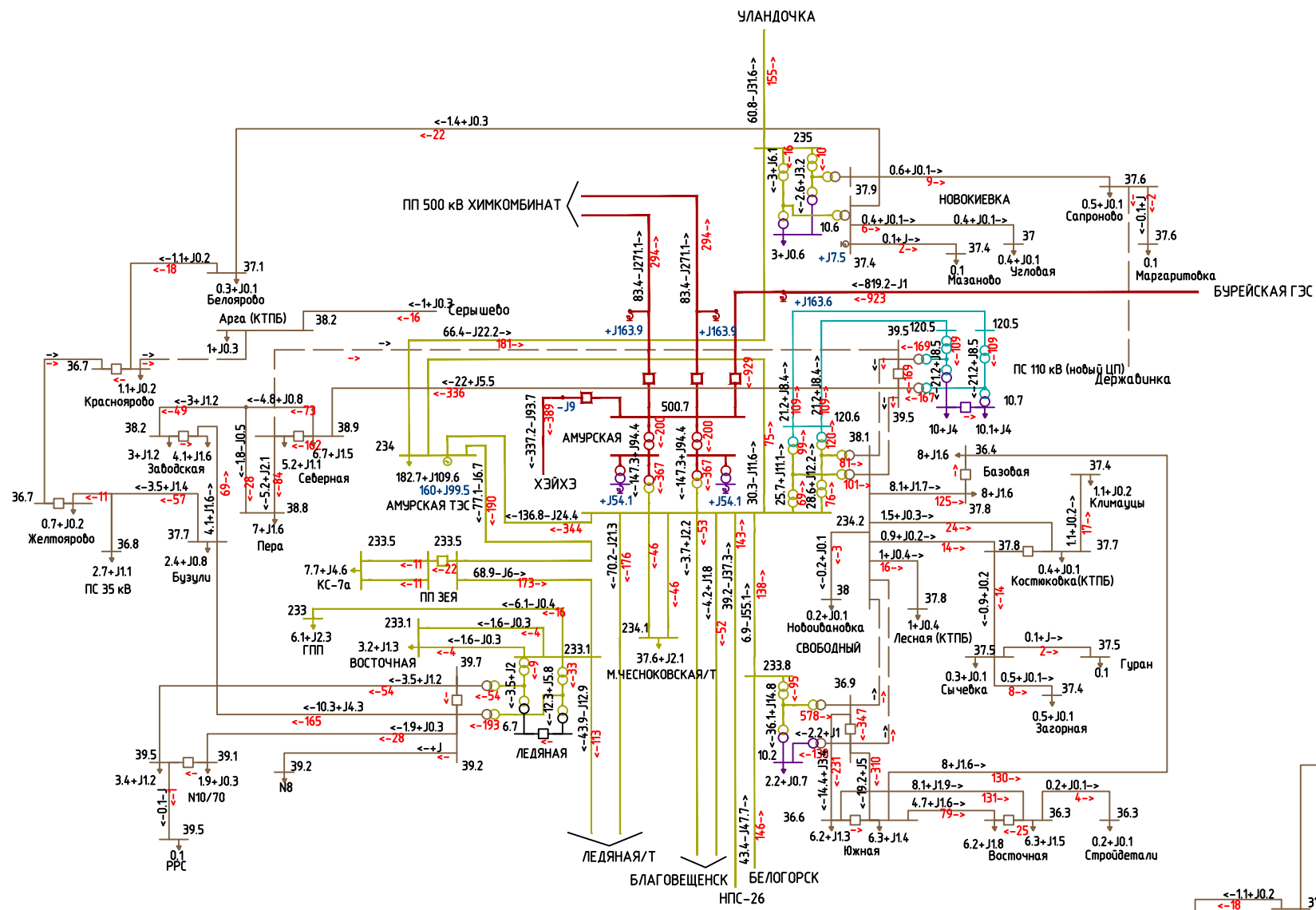


ПРИМЕЧАНИЕ

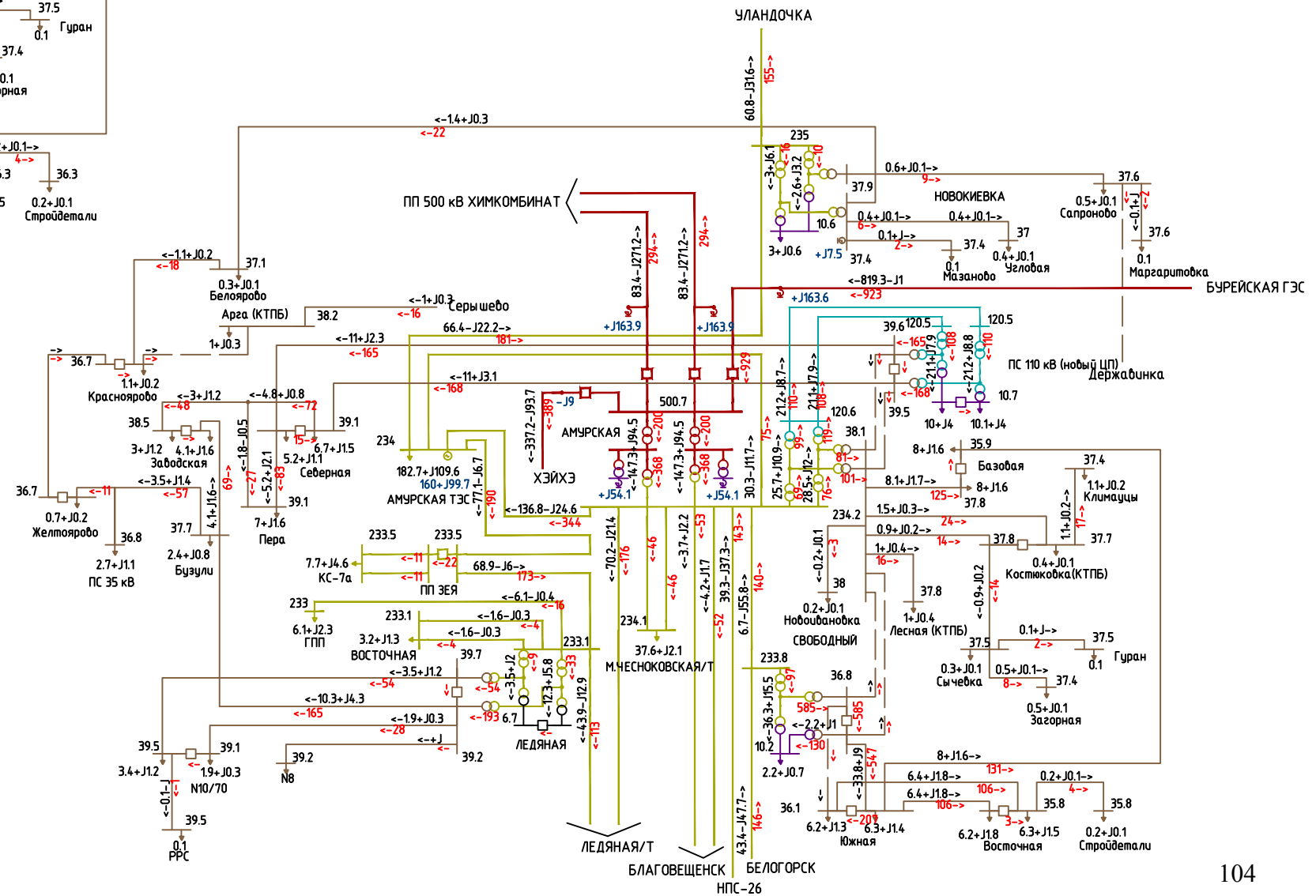
См. Приложение Д л 1

- ←-163 -токсовая нагрузка трансформатора превышает аварийно-допустимое значение
- ←-160 -токсовая нагрузка трансформатора превышает допустимое значение, но не превышает аварийно-допустимое

Отключение ВЛ 35 кВ Северная – Новый ЦП №1



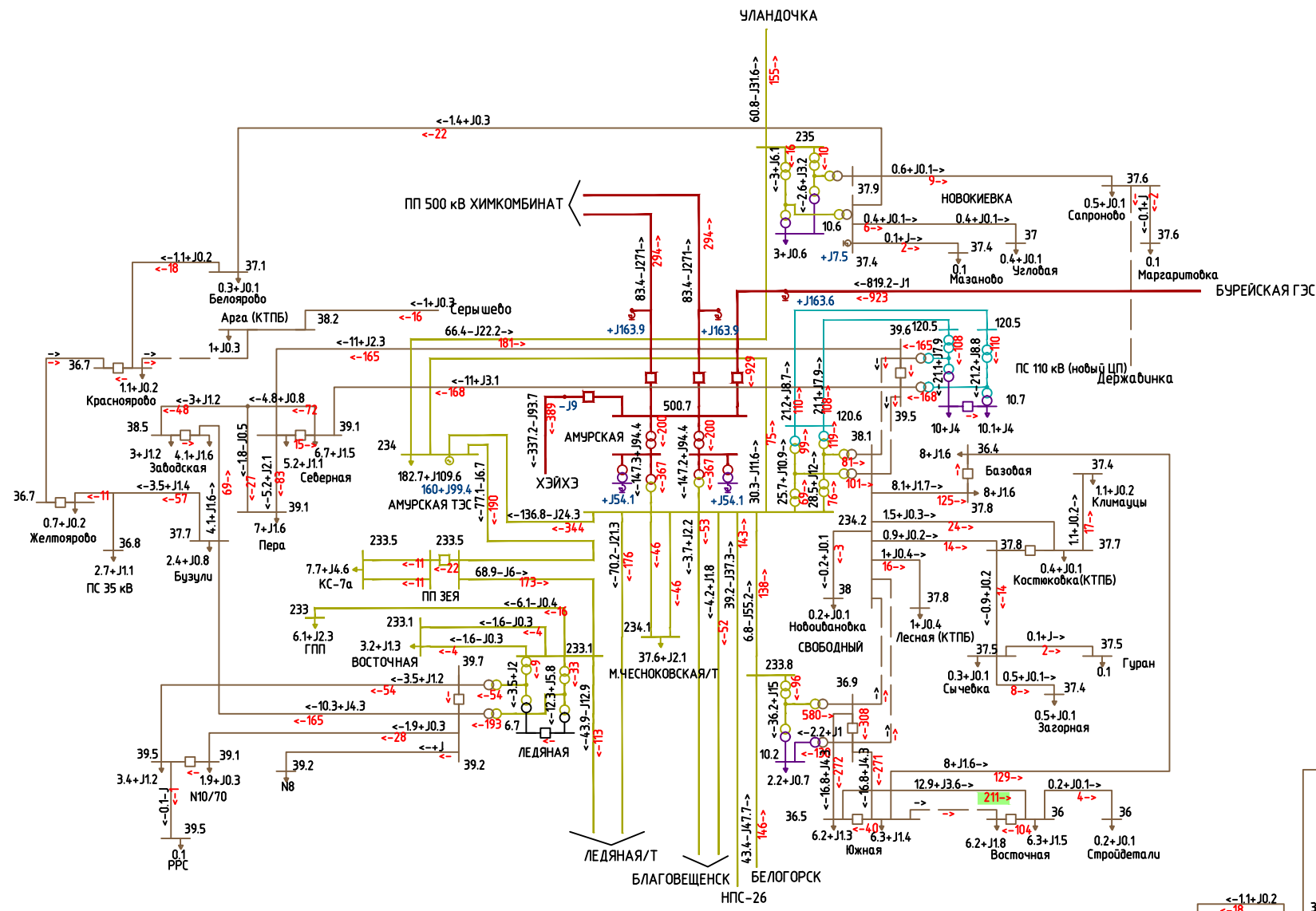
Отключение ВЛ 35 кВ Свободный – Южная №1



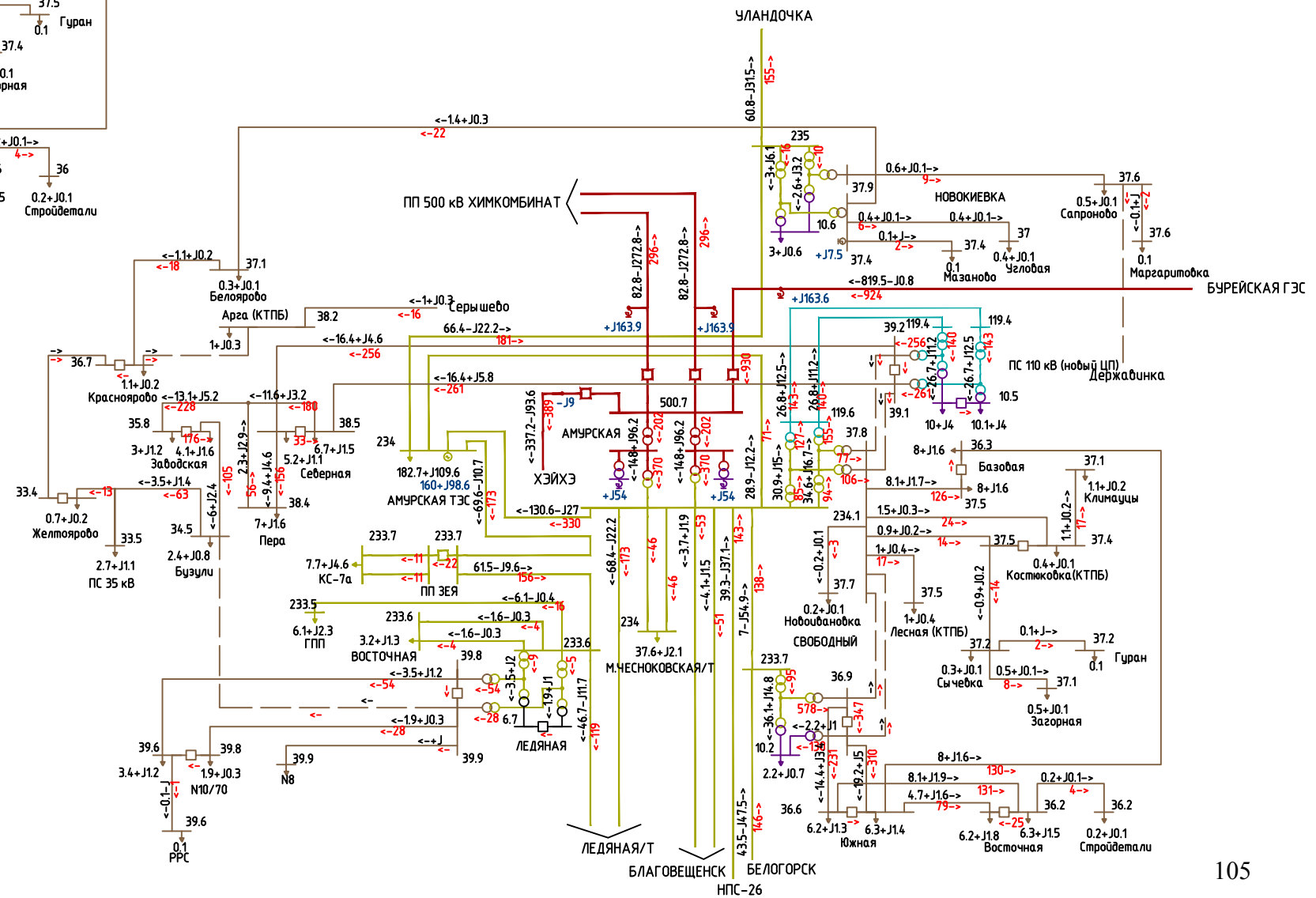
ПРИМЕЧАНИЕ
 См. Приложение Д л 1

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Зимний максимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение ВЛ 35 кВ Южная – Восточная №2



Отключение ВЛ 35 кВ Ледяная – Бузулу

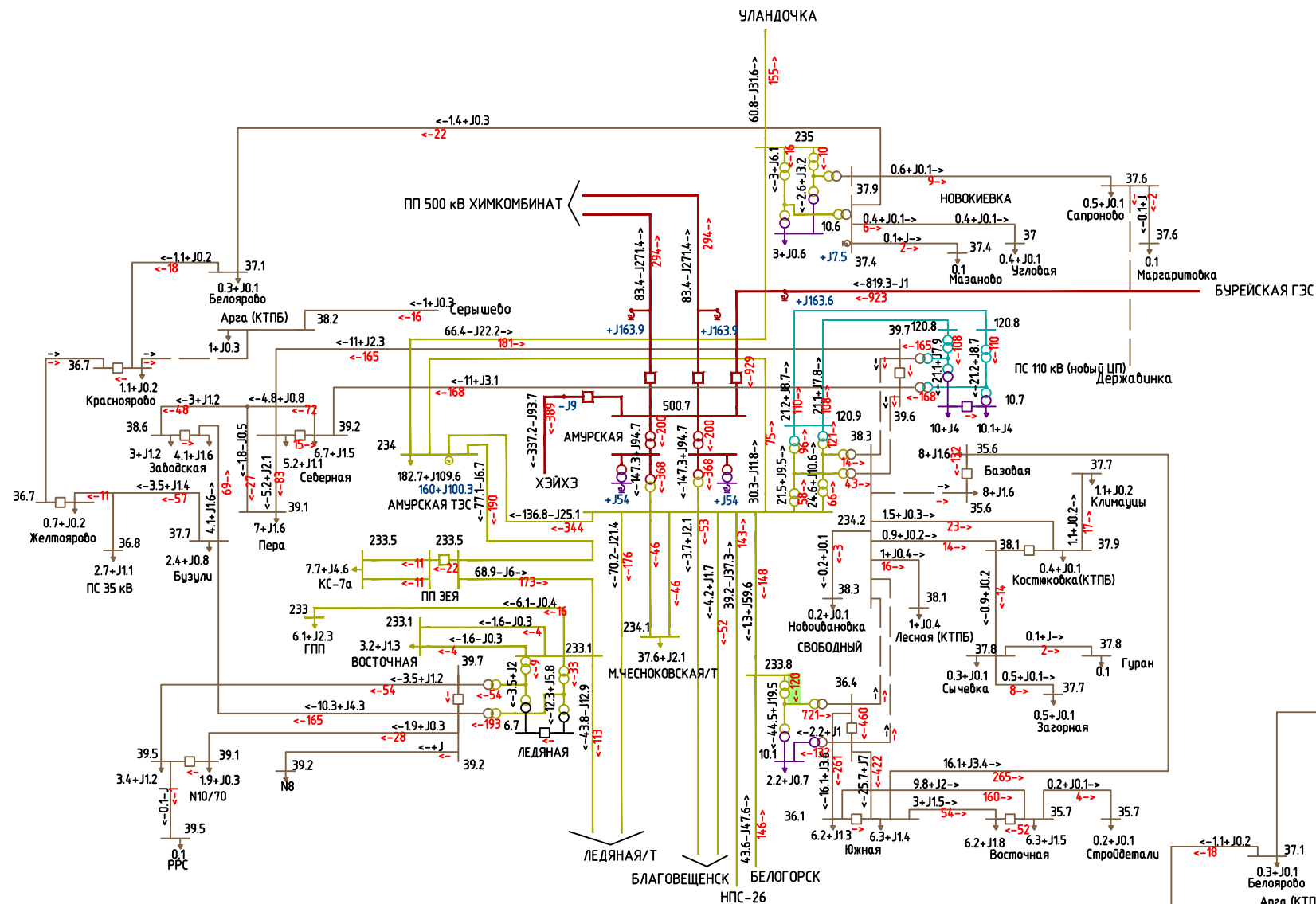


ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

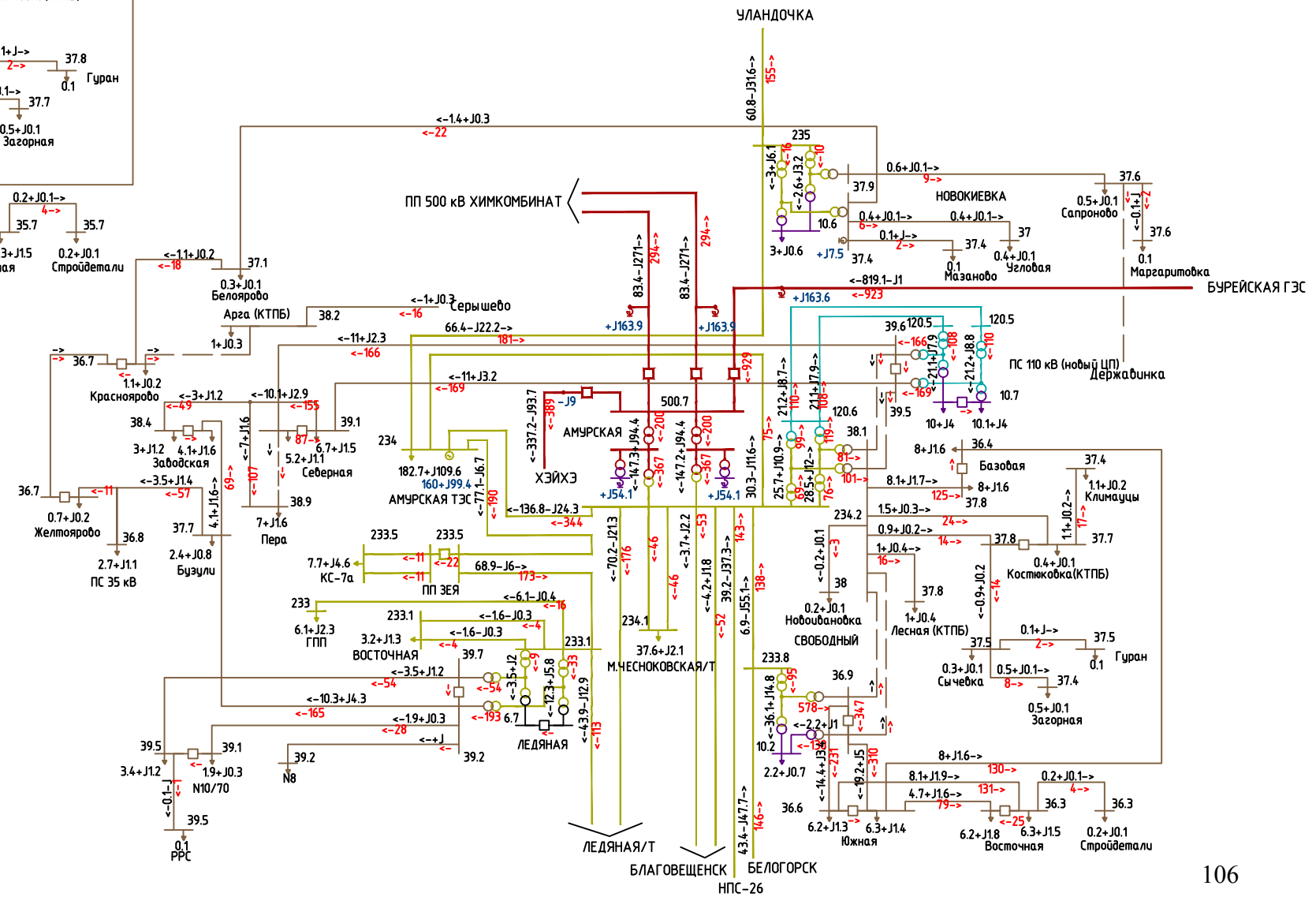
160 - токкая загрузка трансформатора превышает допустимое значение, но не превышает аварийно-допустимое

Зимний максимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение ВЛ 35 кВ Амурская – Базовая



Отключение ВЛ 35 кВ Северная – Пера



ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

— локальная загрузка трансформатора превышает допустимое значение, но не превышает аварийно-допустимое

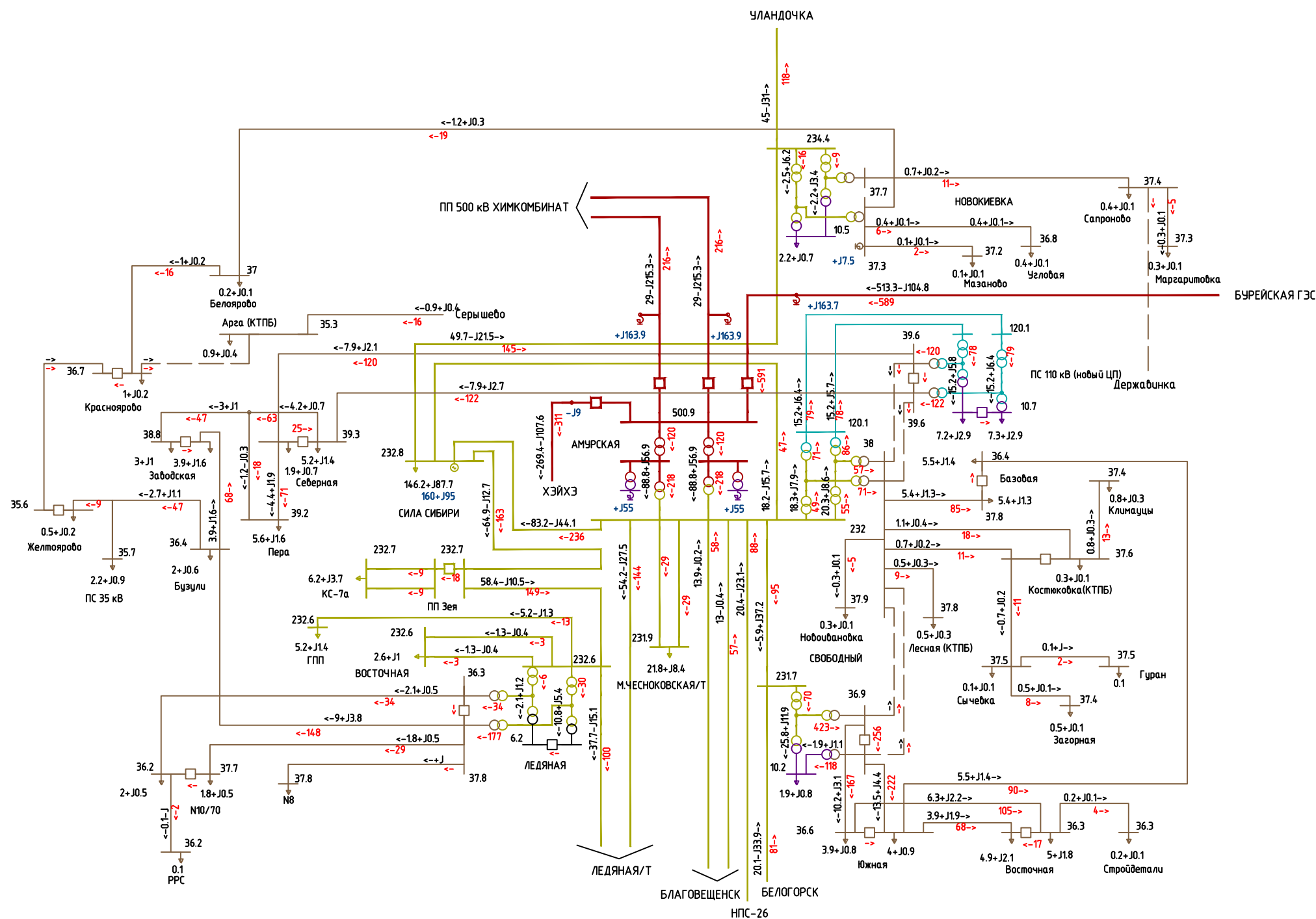
Токовая загрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Зимний максимум 2028 г.

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при t= -20 град.С	Аварийно допустимый ток, А при t= -20 град.С	Нормальный режим	Зимний максимум												Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети												
					АТ-1 ПС 500 кВ Амурская	АТ-4 ПС 500 кВ Амурская	Т-1 ПС 220 кВ Ледяная	Т-1 ПС Новокиевка	Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП) при переводе 5 МВт на ПС 35 кВ Заводская и включении на ней СВ	ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №1	ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1	ВЛ 35 кВ Южная - Восточная №2	ВЛ 35 кВ Ледяная - Бузули	ВЛ 35 кВ Амурская - Базовая	ВЛ 35 кВ Северная- Пера	
Загрузка ВЛ 110 кВ, А																	
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	574	690	108	108	112	108	108	0	0	109	108	108	140	108	108	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	110	110	113	110	110	226	206	109	110	110	143	110	110	провод ВЛ
Загрузка ВЛ 35 кВ, А																	
Северная - Новый ЦП №1	АС-95	426	512	165	166	171	165	165	160	171	откл	165	165	256	165	166	провод ВЛ
Северная - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	168	169	174	168	168	185	198	336	168	168	261	168	169	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	574	690	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	ТТ ПС Амурская
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	ТТ ПС Амурская
Амурская - Базовая	АС-95	426	512	125	125	129	125	125	125	125	125	125	125	126	0	125	провод ВЛ
Свободный - Южная №1	АС-185	656	791	231	232	231	231	231	231	231	231	откл	272	231	261	231	провод ВЛ
Свободный - Южная №2	АС-185	656	791	310	311	310	310	310	310	310	310	547	271	310	422	310	провод ВЛ
Южная - Восточная №1	АС-95	200	512	131	132	131	131	131	131	131	131	106	211	131	160	131	ТТ ПС Южная
Южная - Восточная №2	АС-95	200	512	79	79	79	79	79	79	79	79	106	откл	79	54	79	ТТ ПС Южная
Ледяная - Бузули	АС-95	300	462	165	165	165	166	165	165	193	165	165	165	откл	165	165	ТТ ПС Бузули
Южная - Базовая	АС-120	503	503	130	130	130	130	130	130	130	130	131	129	130	265	130	провод ВЛ
Загрузка АТ 500/220 кВ, А																	
АТ-1 ПС Амурская	501	578	723	202	откл	202	202	202	202	201	202	202	202	204	202	202	
АТ-2 ПС Амурская	501	578	723	202	327	202	202	202	202	201	202	202	202	204	202	202	
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А																	
АТ-3 ПС Амурская	63	450	563	101	101	188	101	101	102	100	101	101	101	106	43	101	
АТ-4 ПС Амурская	63	480	600	81	82	откл	81	81	81	83	81	81	81	77	14	81	
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	126	96	97	96	96	96	96	96	96	98	97	96	120	96	
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	66	34	34	34	откл	34	34	38	34	34	34	5	34	34	
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	66	10	10	10	43	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	94	10	10	10	10	откл	10	10	10	10	10	10	10	10	
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	78	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
Загрузка Т 110/35 кВ, А																	
Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	108	108	112	108	108	откл	откл	109	108	108	140	108	108	
Т-2 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	110	110	113	110	110	226	206	109	110	110	143	110	110	
Напряжения на шинах, кВ																	
Напряжение на шинах ПС 500 кВ																	
Амурская	500,7	501,6	500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	500,7	
	234,2	233,4	234,1	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,2	234,1	234,2	234,2	
	120,6	120,2	117,0	120,6	120,6	120,6	120,2	120,3	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	119,6	120,9	120,6	
	38,1	37,9	36,8	38,1	38,1	38,1	37,9	38,0	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	37,8	38,3	38,1	
Напряжение на шинах ПС 220 кВ																	
Свободный	233,8	233,1	233,8	233,8	233,8	233,8	233,8	233,8	233,8	233,8	233,8	233,8	233,8	233,7	233,8	233,8	
	36,9	36,8	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,4	36,9	
Ледяная	233,1	232,9	233,1	233,1	233,1	233,1	233,1	233,1	233,1	233,1	233,1	233,1	233,1	233,6	233,1	233,1	
	39,2	39,2	39,2	39,0	39,2	39,2	39,2	39,3	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,9	39,2	39,2	
Новокиевка	235,0	234,9	235,0	235,0	235,1	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	
	37,9	37,8	37,9	37,9	0,0	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	
Напряжение на шинах ПС 110 кВ																	
ПС 110 кВ (новый ЦП)	120,5	120,1	116,9	120,5	120,5	120,2	120,3	120,5	120,5	120,5	120,5	119,4	120,8	120,5			
	39,6	39,4	38,3	39,6	39,6	38,3	38,4	39,5	39,6	39,6	39,6	39,2	39,7	39,6			
	10,7	10,6	10,3	10,7	10,7	10,3	10,3	10,7	10,7	10,7	10,7	10,5	10,7	10,7			

ПРИМЕЧАНИЕ

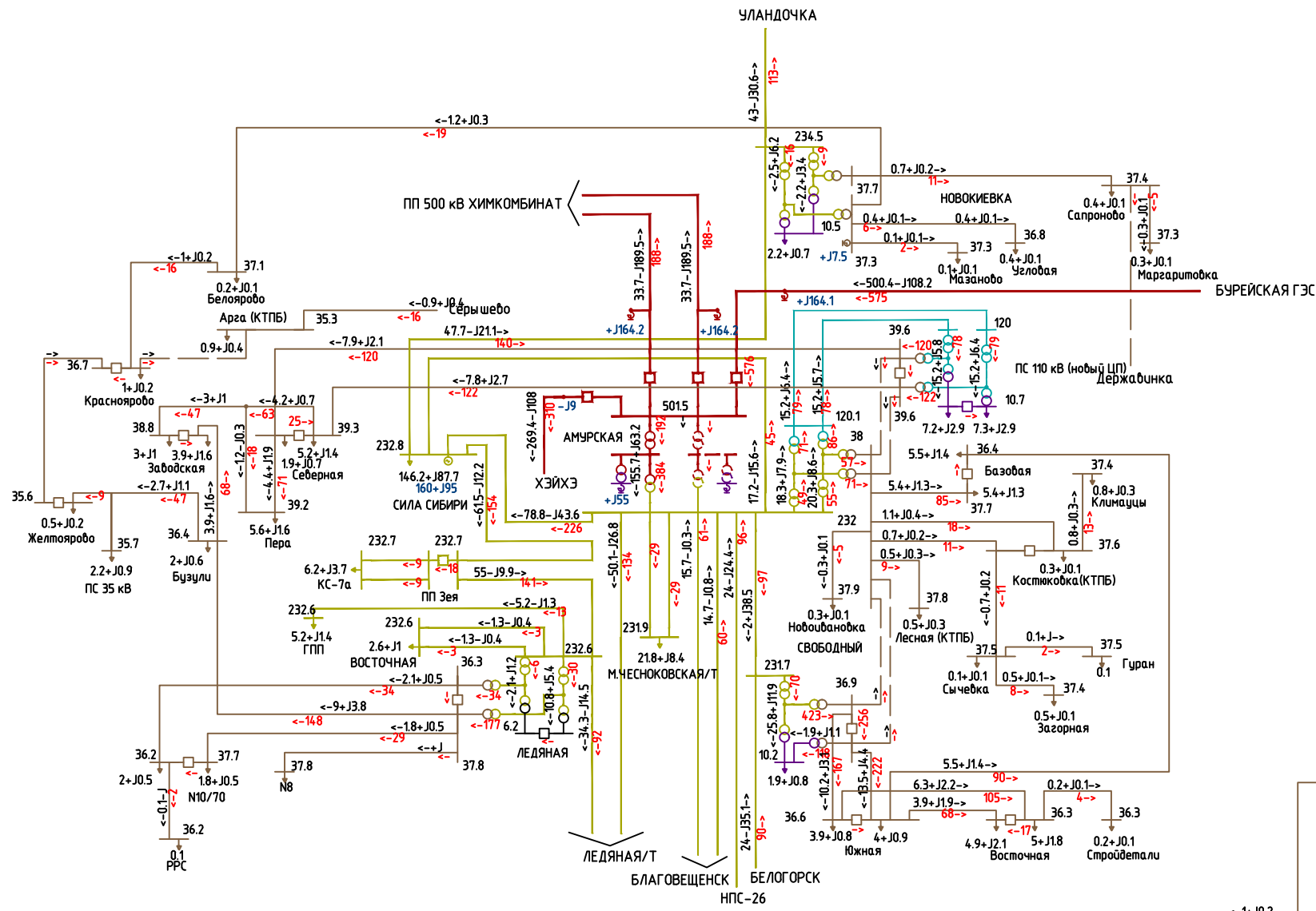
откл - отключенный элемент сети.

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного Зимний минимум 2028 г. Нормальный режим.

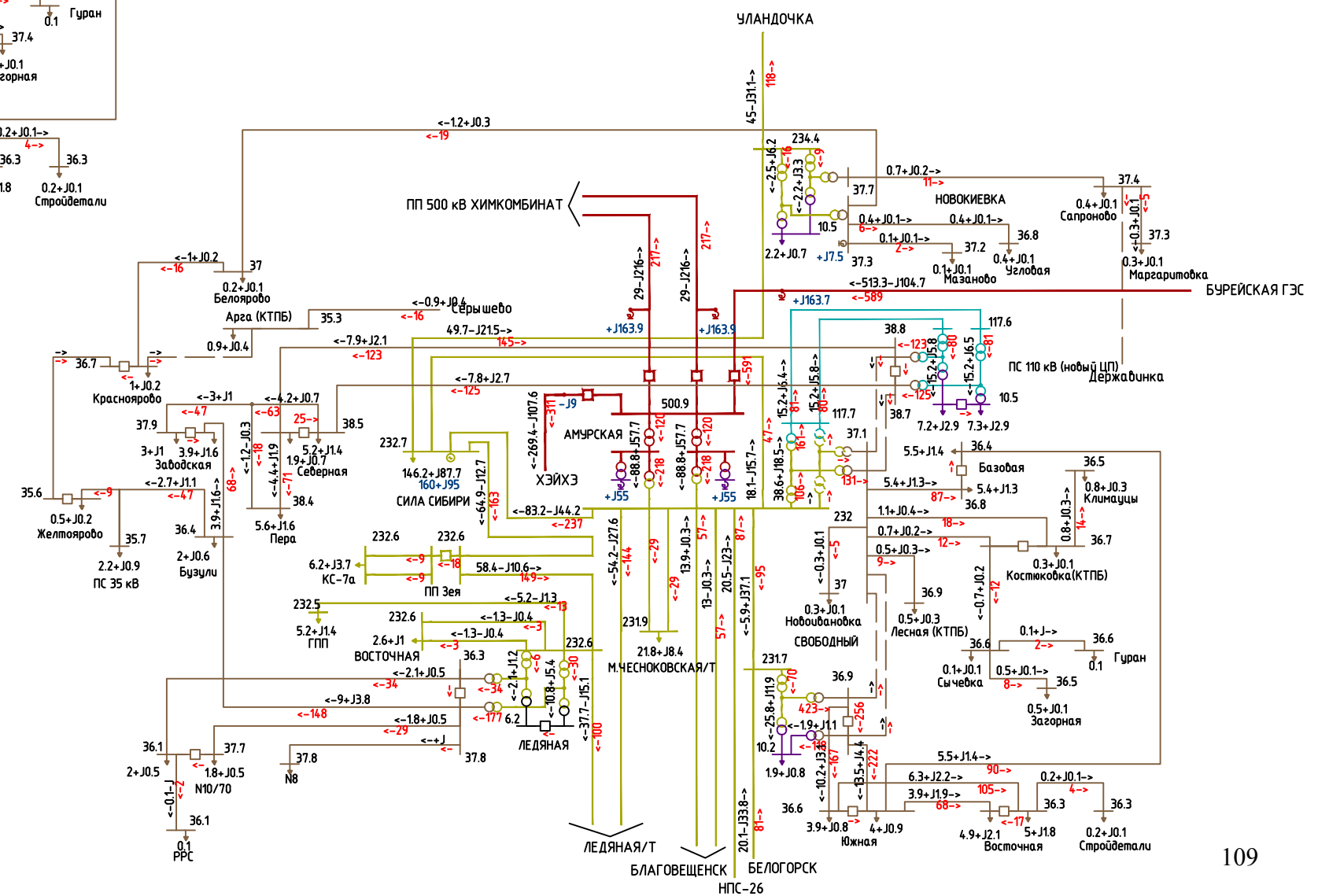


Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Зимний минимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение АТ-1 ПС 500 кВ Амурская



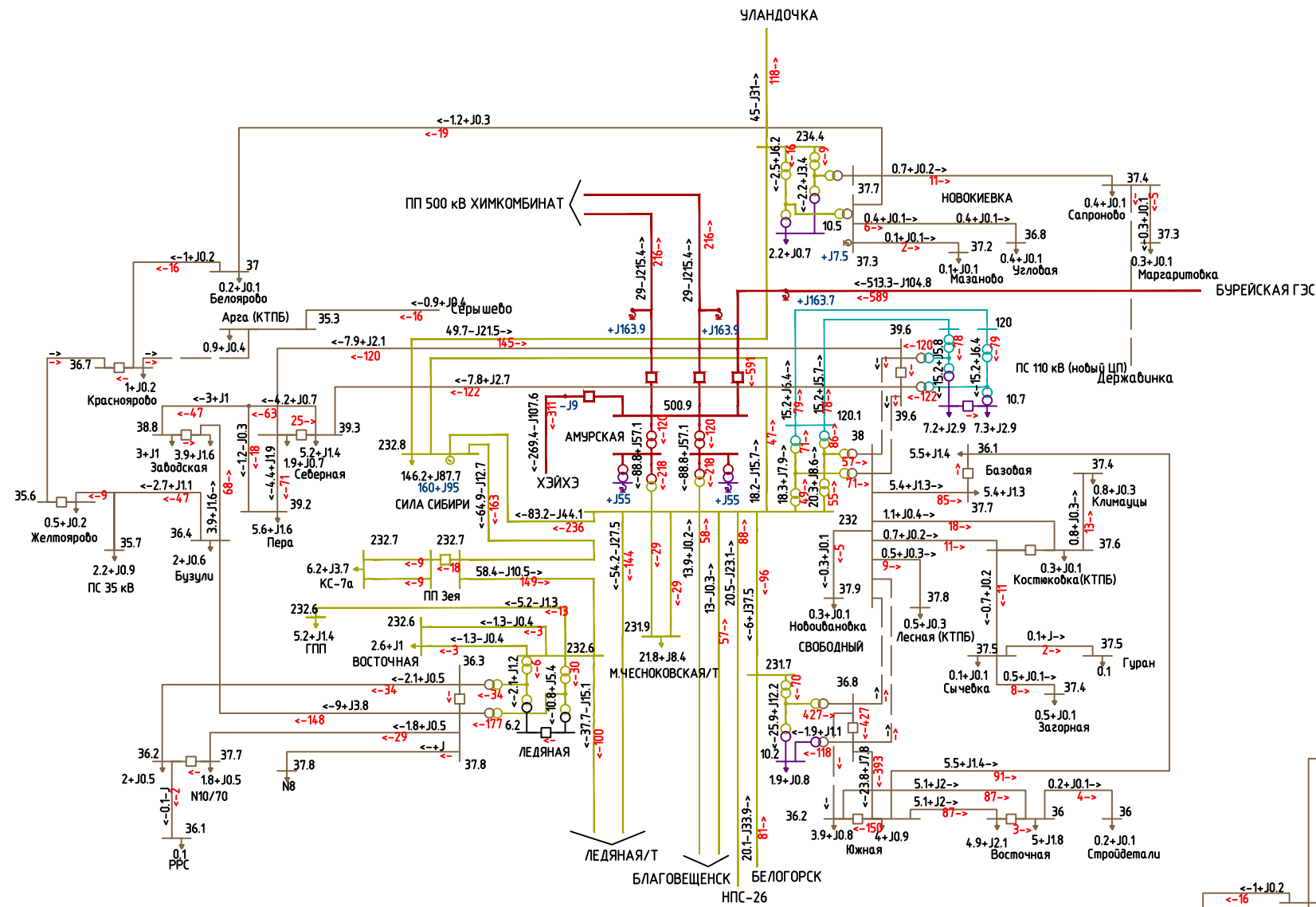
Отключение АТ-4 ПС 500 кВ Амурская



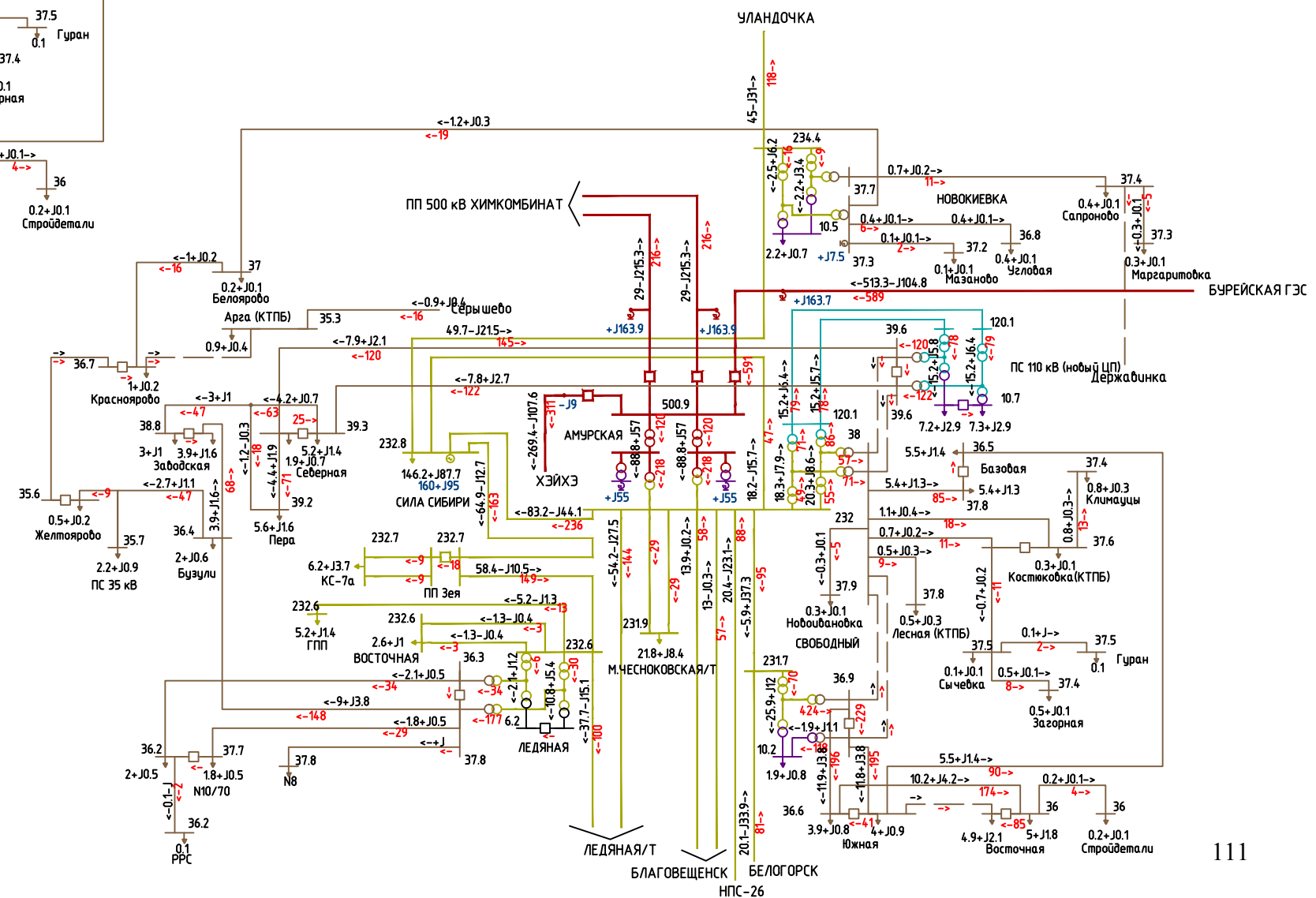
ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Зимний минимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение ВЛ 35 кВ Свободный – Южная №1



Отключение ВЛ 35 кВ Южная – Восточная №2

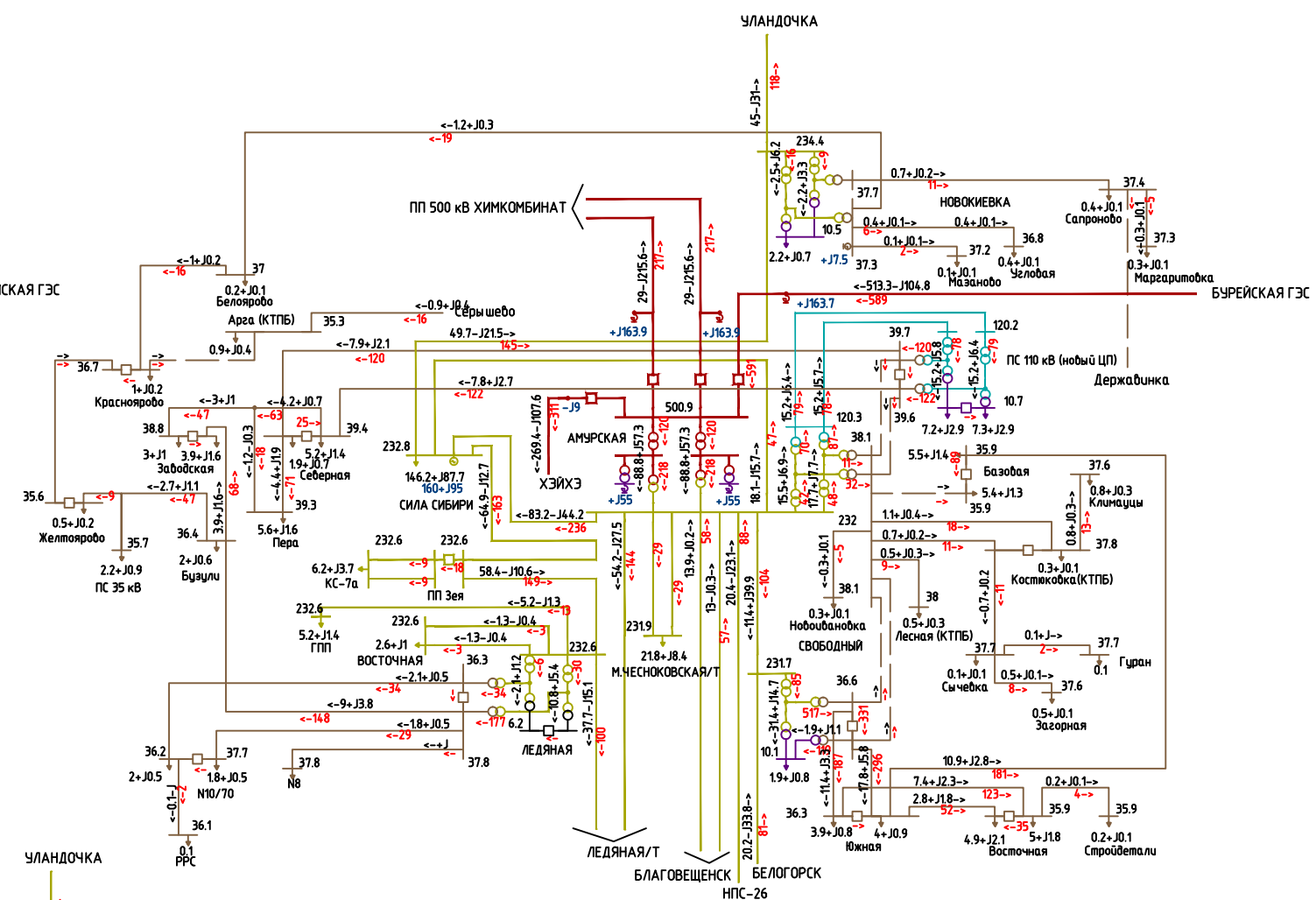
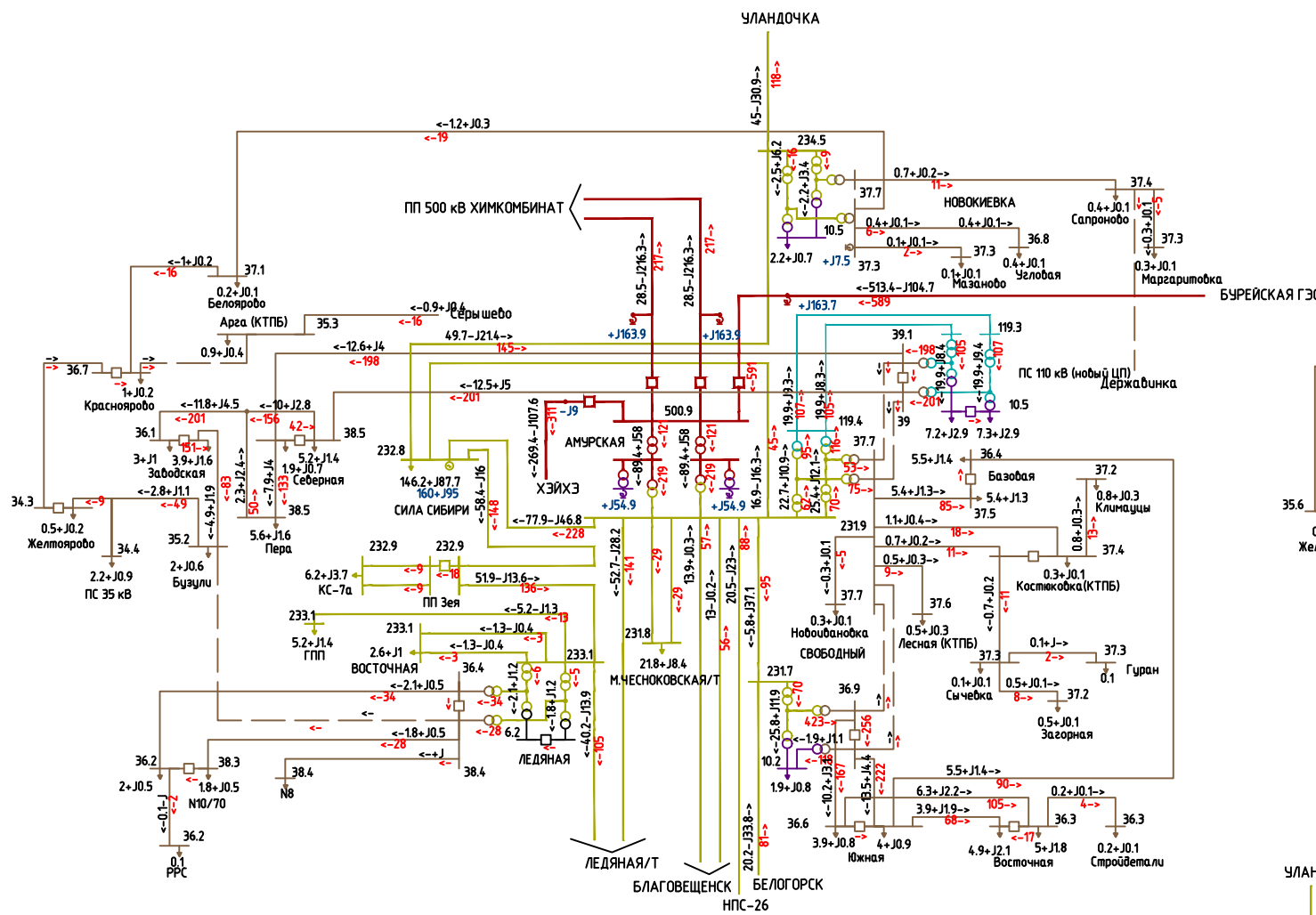


ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

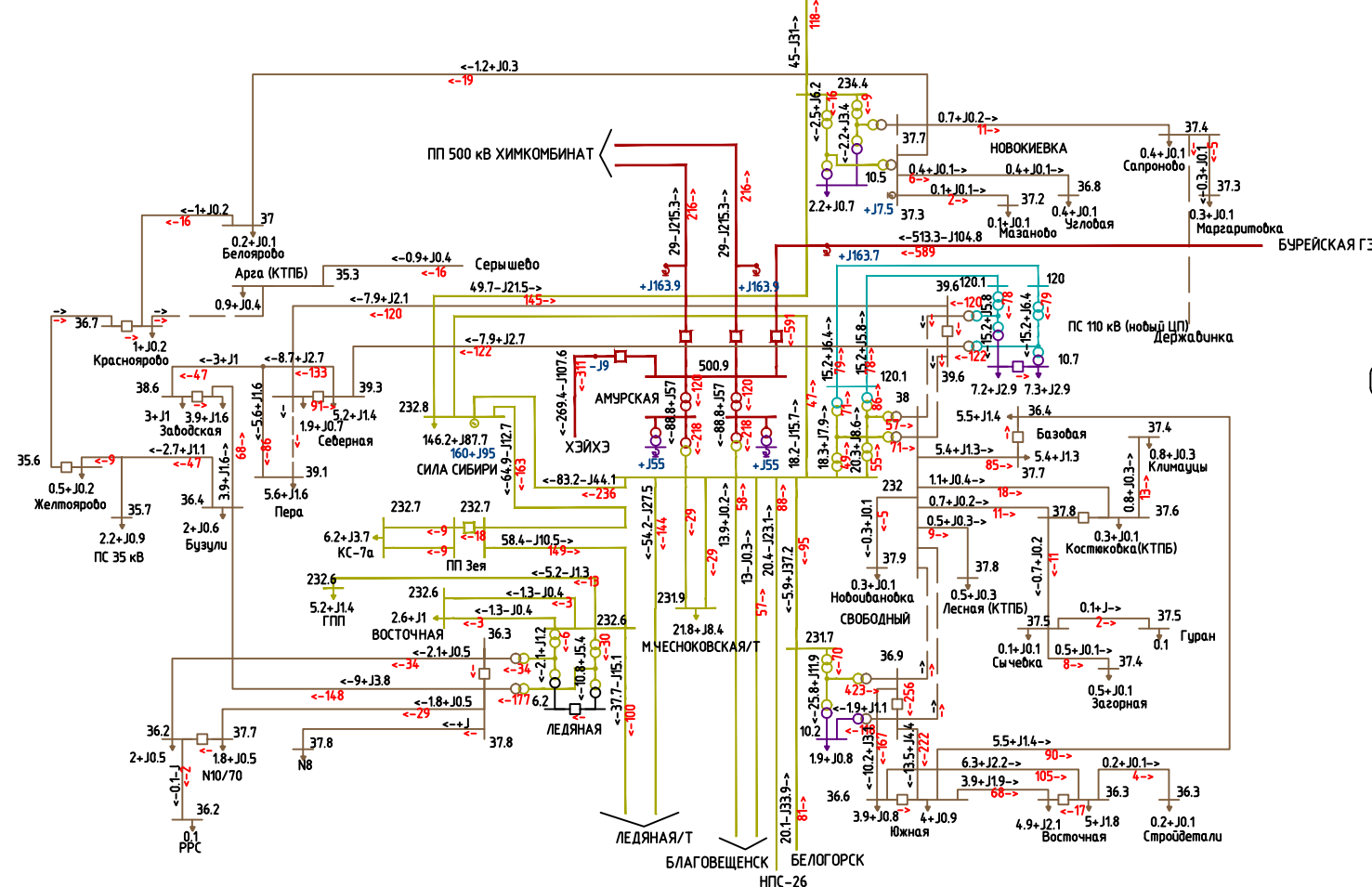
Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Зимний минимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение ВЛ 35 кВ Ледяная – Бузули

Отключение ВЛ 35 кВ Амурская – Базовая



Отключение ВЛ 35 кВ Северная – Пера



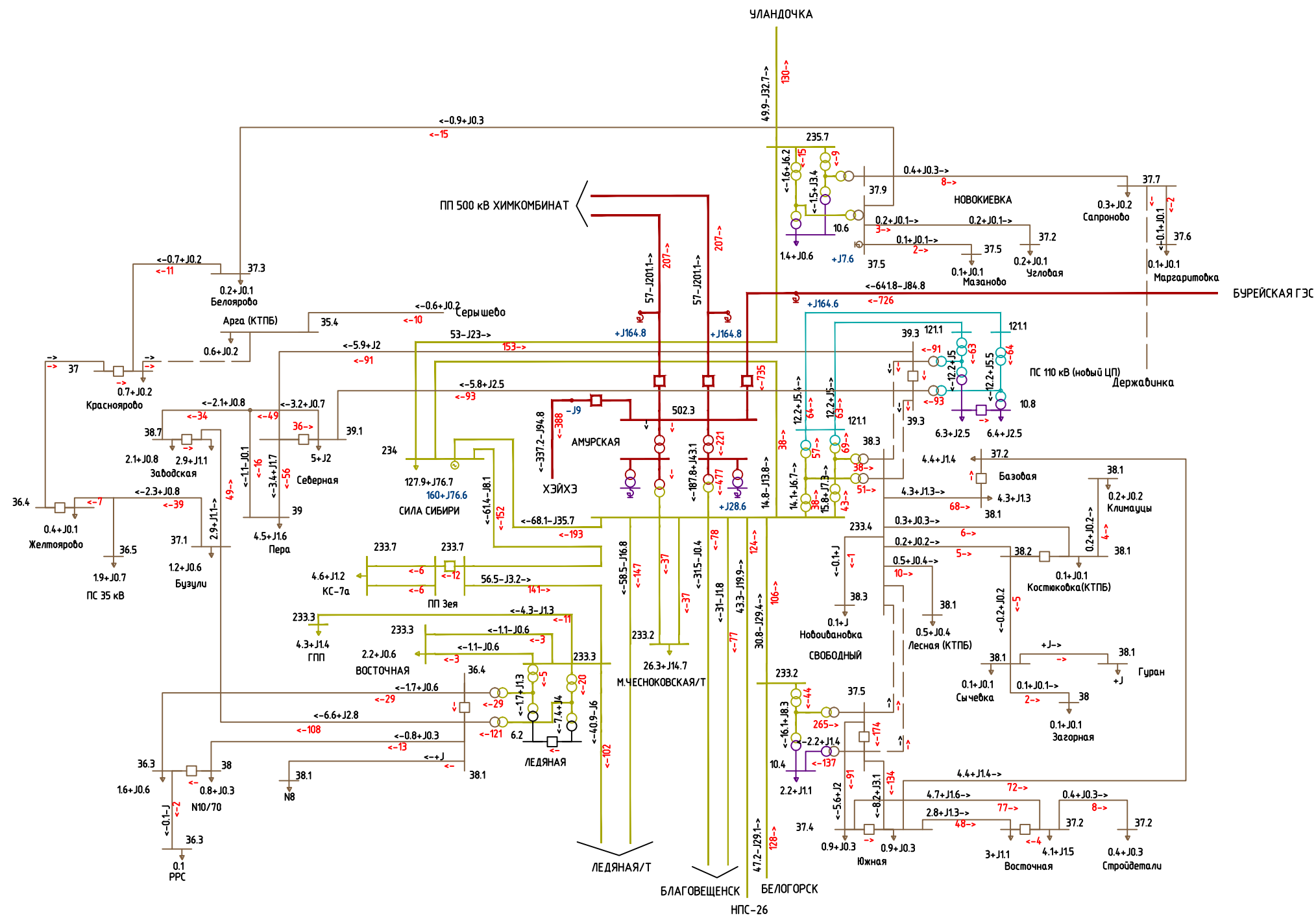
Токовая загрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Зимний минимум 2028 г.

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при t=-20 град.С	Аварийно допустимый ток, А при t=-20 град.С	Нормальный режим	Зимний минимум											Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети											
					АТ-1 ПС 500 кВ Амурская	АТ-4 ПС 500 кВ Амурская	Т-1 ПС 220 кВ Ледяная	Т-1 ПС Новокиевка	Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №1	ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1	ВЛ 35 кВ Южная - Восточная №2	ВЛ 35 кВ Ледяная - Бузули	ВЛ 35 кВ Амурская - Базовая	ВЛ 35 кВ Северная- Пера	
Загрузка ВЛ 110 кВ, А																
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	574	690	78	78	80	78	78	0	79	78	78	105	78	78	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	79	79	81	79	79	161	79	79	79	107	79	79	провод ВЛ
Загрузка ВЛ 35 кВ, А																
Северная - Новый ЦП №1	АС-95	426	512	120	120	123	120	120	115	откл	120	120	198	120	120	провод ВЛ
Северная - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	122	122	125	122	122	133	243	122	122	201	122	122	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	574	690	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	0	ТТ ПС Амурская
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	574	690	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	откл	0	ТТ ПС Амурская
Амурская - Базовая	АС-95	426	512	85	85	87	85	85	85	85	85	85	85	откл	85	провод ВЛ
Свободный - Южная №1	АС-185	656	791	167	167	167	167	167	167	167	откл	196	167	187	167	провод ВЛ
Свободный - Южная №2	АС-185	656	791	222	222	222	222	222	222	222	393	195	222	296	222	провод ВЛ
Южная - Восточная №1	АС-95	200	512	105	105	105	105	105	105	105	87	174	105	123	105	ТТ ПС Южная
Южная - Восточная №2	АС-95	200	512	68	68	68	68	68	68	68	87	откл	68	52	68	ТТ ПС Южная
Ледяная - Бузули	АС-95	300	462	148	148	148	158	148	148	148	148	148	откл	148	148	ТТ ПС Бузули
Южная - Базовая	АС-120	503	503	90	90	90	90	90	90	90	91	90	90	181	90	провод ВЛ
Загрузка АТ 500/220 кВ, А																
АТ-1 ПС Амурская	501	578	723	122	откл	122	122	122	122	122	122	122	123	122	122	
АТ-2 ПС Амурская	501	578	723	122	193	122	122	122	122	122	122	122	123	122	122	
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А																
АТ-3 ПС Амурская	63	450	563	71	71	131	71	71	71	71	71	71	75	32	71	
АТ-4 ПС Амурская	63	480	600	57	57	откл	57	57	56	57	57	57	53	11	57	
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	126	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	86	71	
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	66	30	30	30	откл	30	30	30	30	30	5	30	30	
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	66	6	6	6	39	6	6	6	6	6	6	6	6	
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	94	10	10	10	10	откл	10	10	10	10	10	10	10	
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	78	16	16	16	16	26	16	16	16	16	16	16	16	
Загрузка Т 110/35 кВ, А																
Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	78	78	80	78	78	откл	79	78	78	105	78	78	
Т-2 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	79	79	81	79	79	161	79	79	79	107	79	79	
Напряжения на шинах, кВ																
Напряжение на шинах ПС 500 кВ																
Амурская	500,9	501,5	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	500,9	
	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	231,9	232,0	232,0	
	120,1	120,1	117,7	120,1	120,1	120,1	119,9	120,1	120,1	120,1	120,1	119,4	120,3	120,1		
	38,0	38,0	37,1	38,0	38,0	37,9	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	37,7	38,1	38,0		
Напряжение на шинах ПС 220 кВ																
Свободный	231,7	231,7	231,7	231,8	231,7	231,7	231,7	231,7	231,7	231,7	231,7	231,7	231,7	231,7	231,7	
	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,8	36,9	36,9	36,6	36,9	
Ледяная	232,6	232,6	232,6	232,7	232,6	232,6	232,6	232,6	232,6	232,6	232,6	232,6	233,1	232,6	232,6	
	37,8	37,8	37,8	35,7	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	38,4	37,8	37,8	
Новокиевка	234,4	234,5	234,4	234,5	234,5	234,4	234,4	234,4	234,4	234,4	234,4	234,4	234,5	234,4	234,4	
	37,7	37,7	37,7	37,7	0,0	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	
Напряжение на шинах ПС 110 кВ																
ПС 110 кВ (новый ЦП)	120,1	120,0	117,6	120,1	120,1	119,9	120,0	120,1	120,1	119,3	120,2	120,1				
	39,6	39,6	38,8	39,6	39,6	38,7	39,6	39,6	39,6	39,6	39,7	39,6				
	10,7	10,7	10,5	10,7	10,7	10,4	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7				

ПРИМЕЧАНИЕ

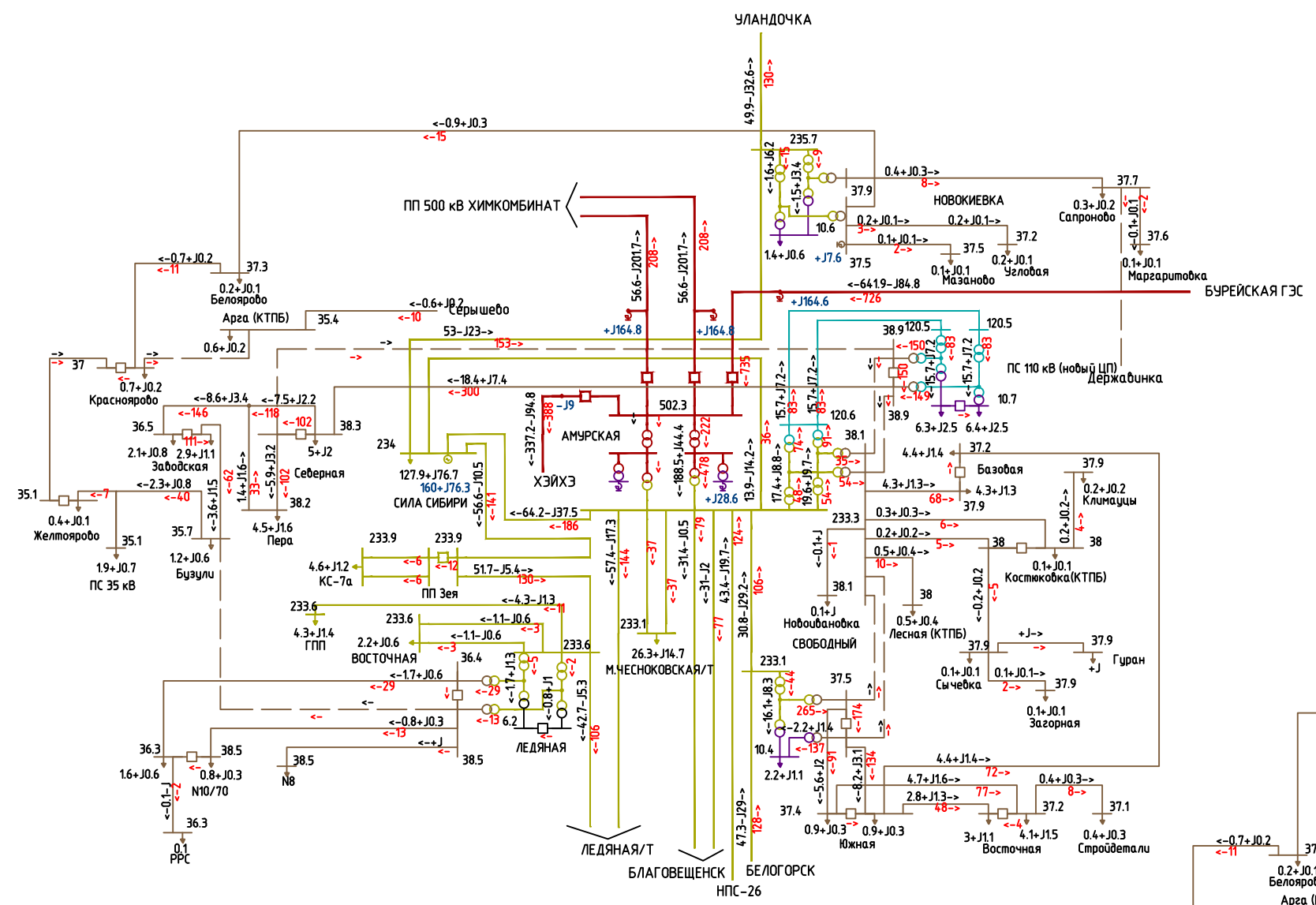
откл - отключенный элемент сети.

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного Летний максимум 2028 г. Нормальный режим.

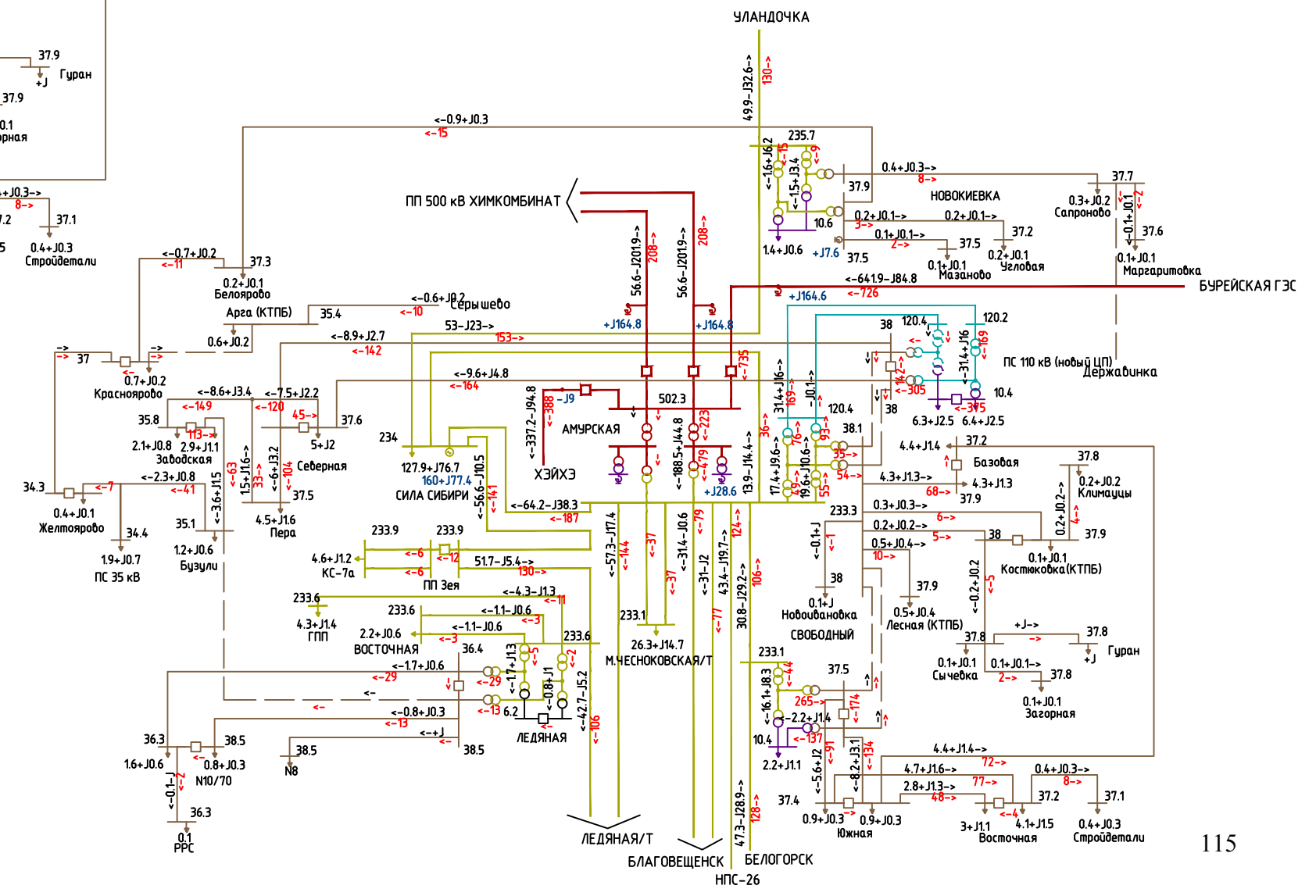


Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Летний максимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение ВЛ 35 кВ Северная – Новый ЦП №1
при ремонте ВЛ 35 кВ Ледяная–Бузулу



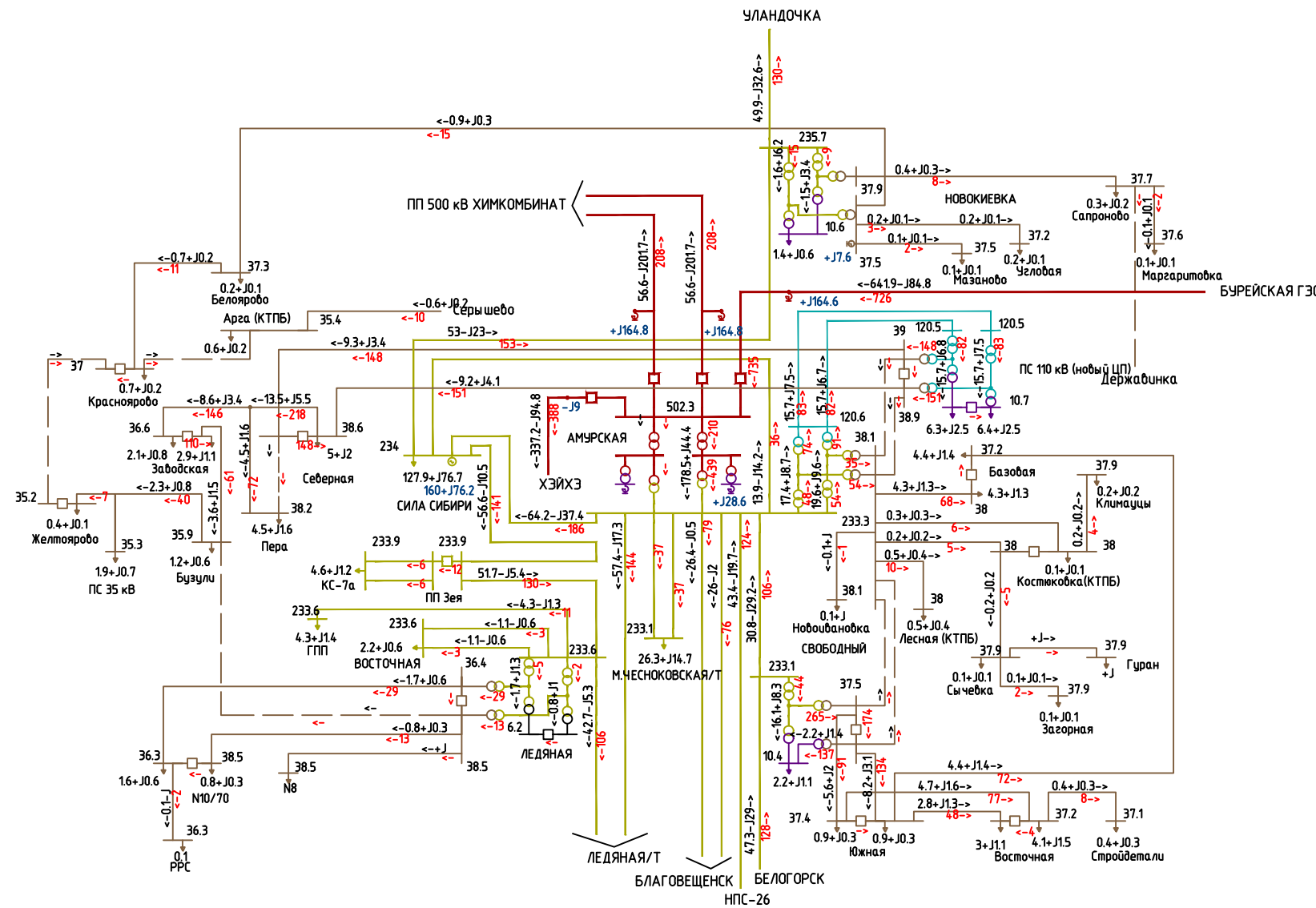
Отключение Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)
при ремонте ВЛ 35 кВ Ледяная–Бузулу



ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

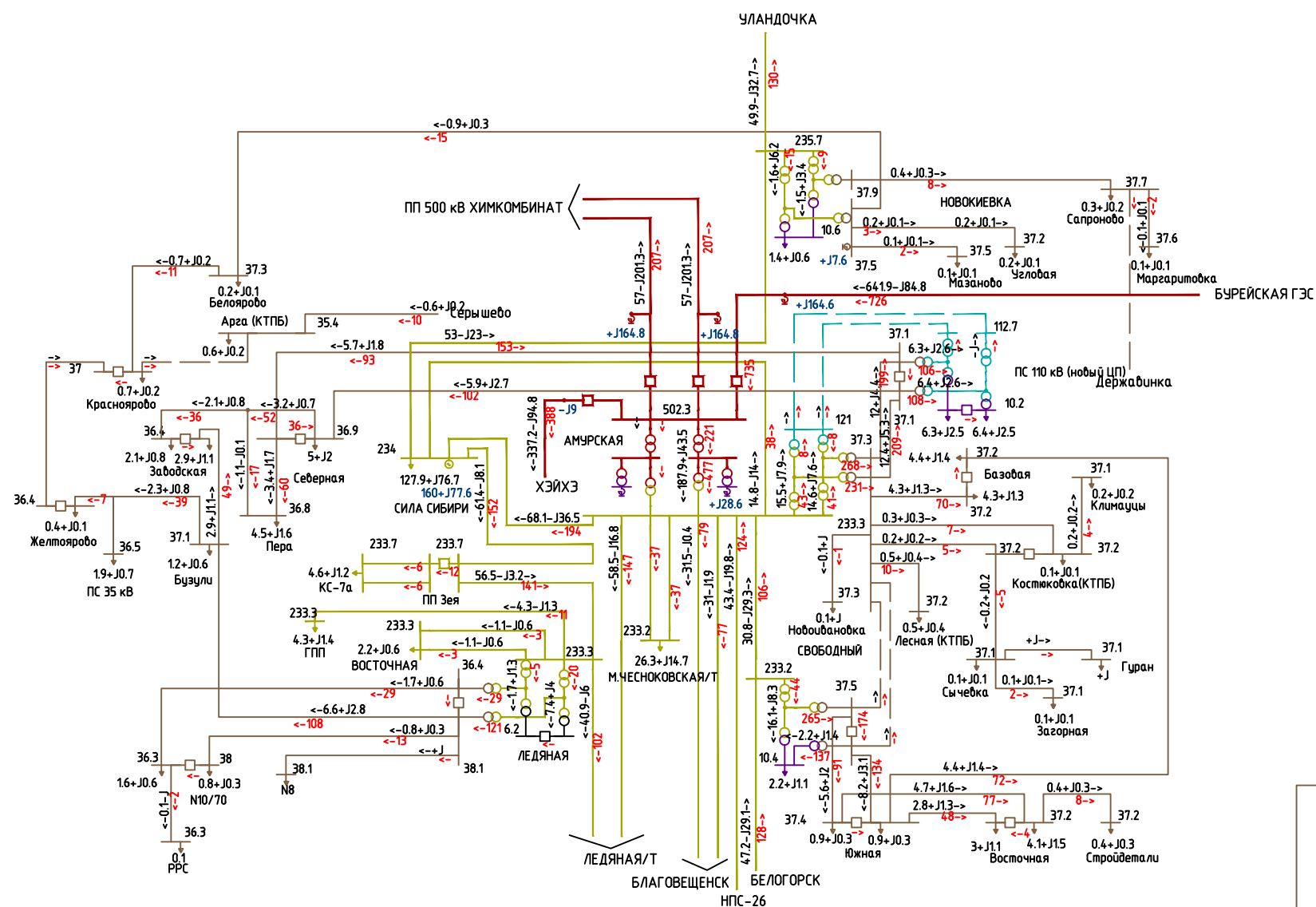
Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Летний максимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение ВЛ 35 кВ Ледяная-Бузули
при ремонте ВЛ 35 кВ Северная-Пера

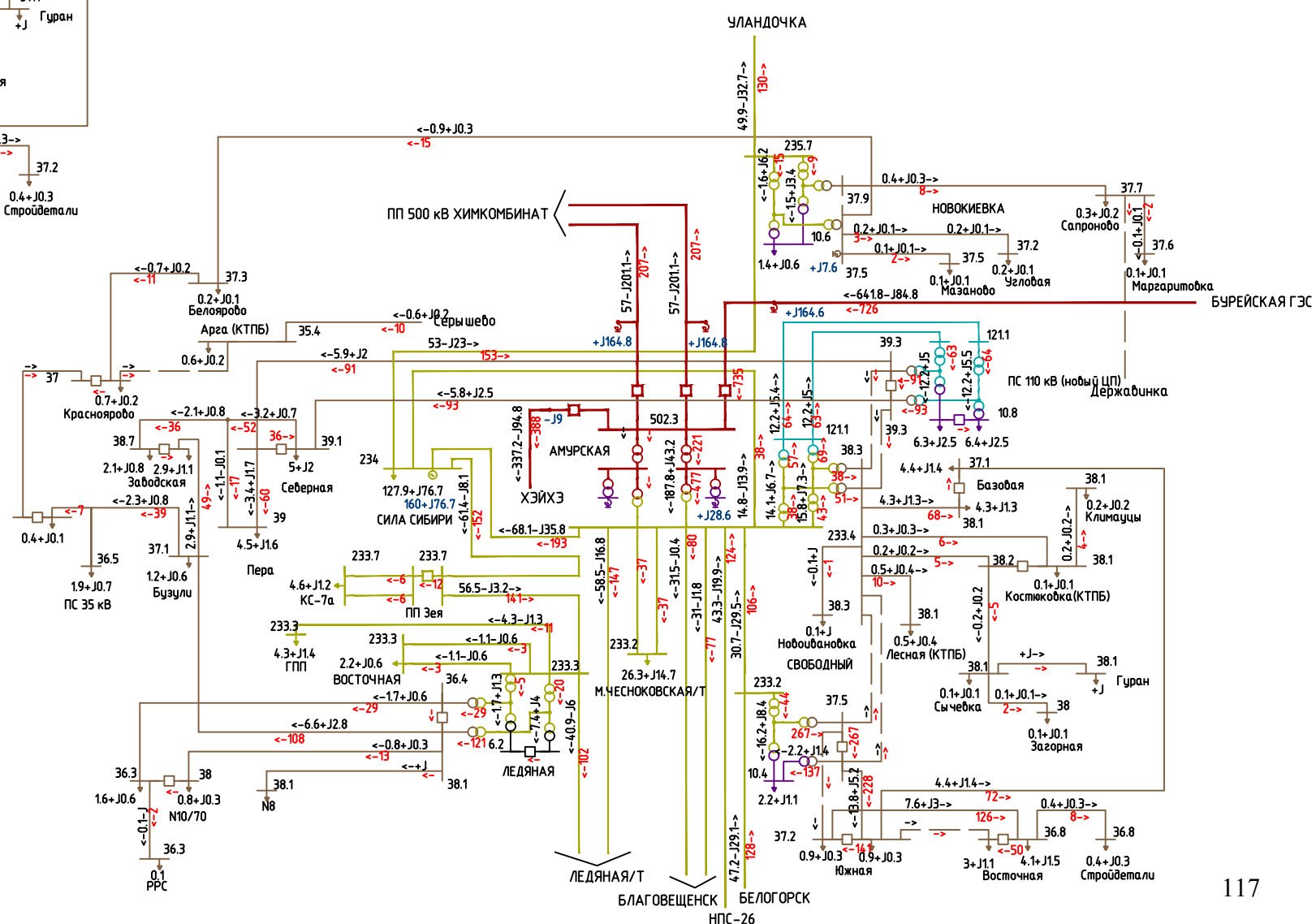


Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Летний максимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП №1 при ремонте ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП №2



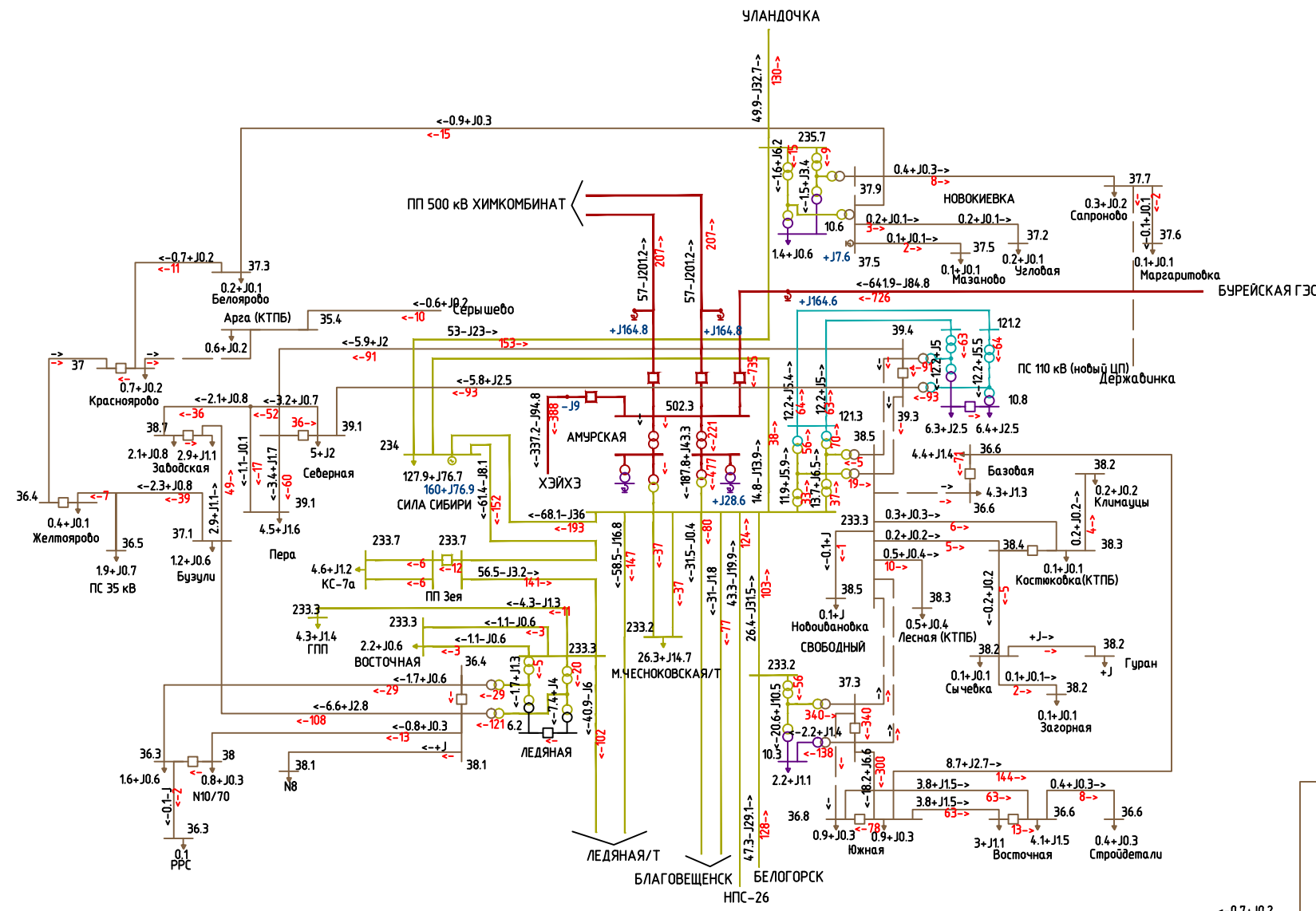
Отключение ВЛ 35 кВ Свободный – Южная №1
при ремонте ВЛ 35 кВ Южная – Восточная №2



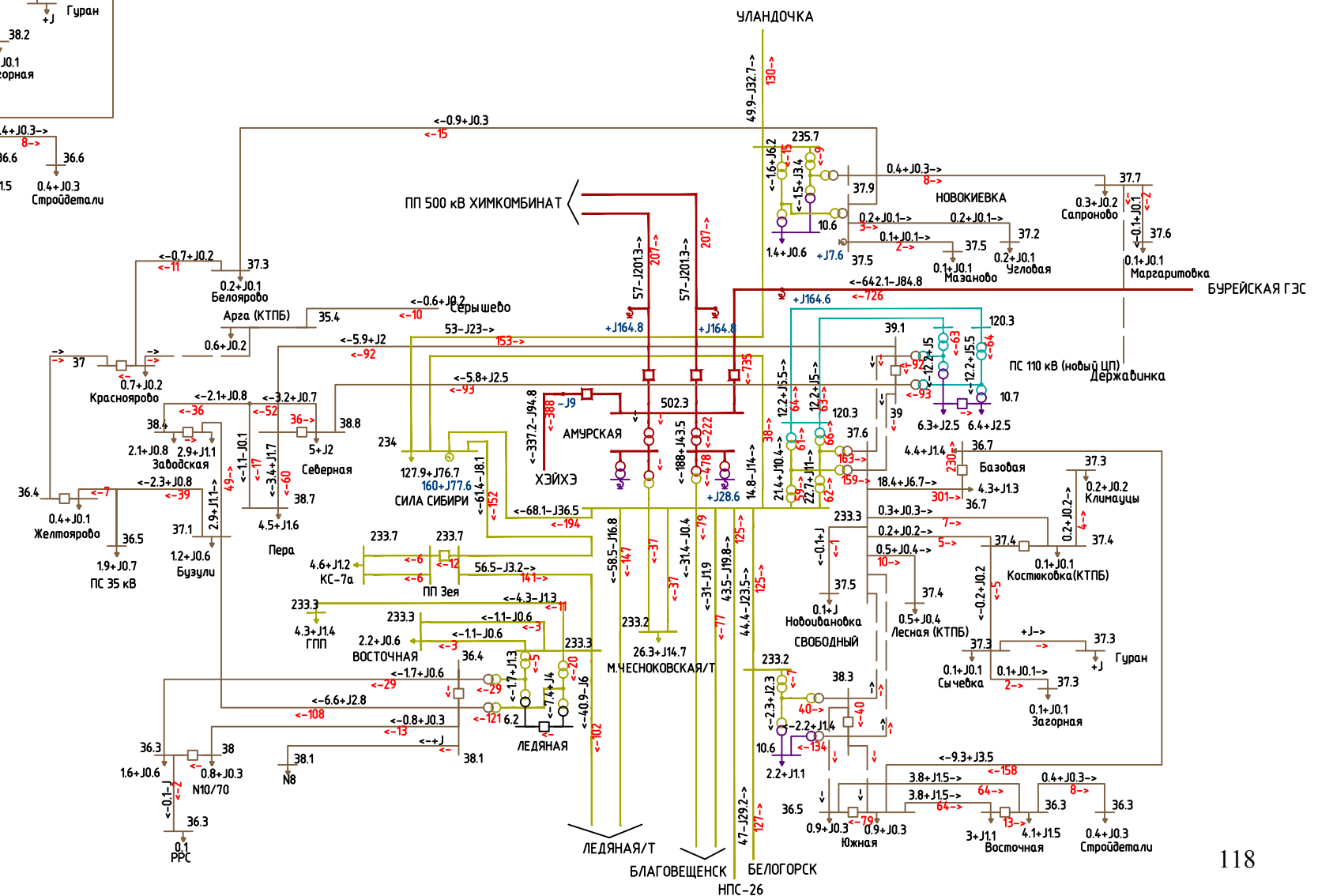
ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Летний максимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение ВЛ 35 кВ Амурская – Базовая при ремонте ВЛ 35 кВ Свободный – Южная №1



Отключение ВЛ 35 кВ Свободный – Южная №1
при ремонте ВЛ 35 кВ Свободный – Южная №2



ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

Токовая нагрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети 35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Летний максимум 2028 г.

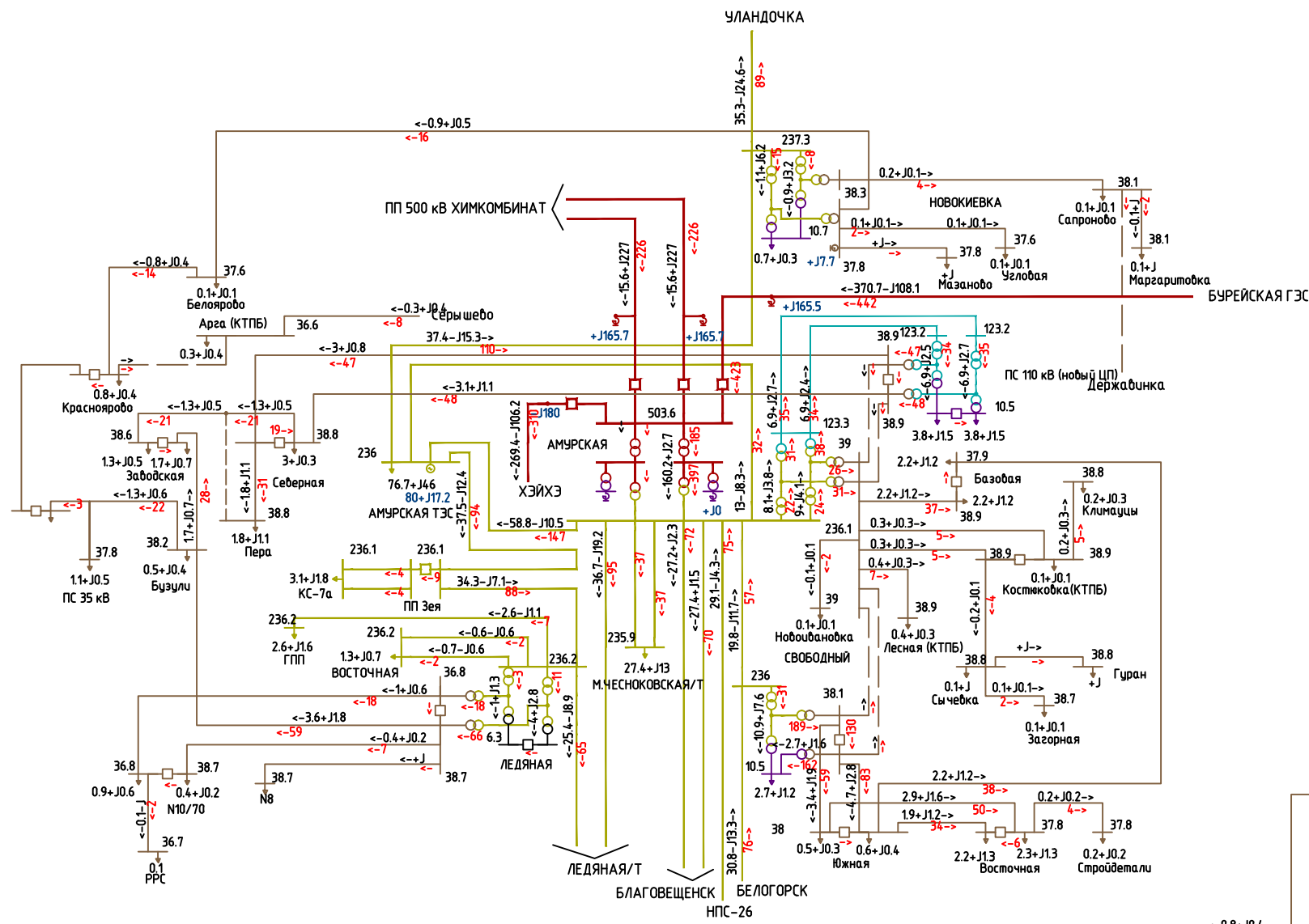
Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при t = + 25 град.С	Аварийно допустимый ток, А при t = + 25 град.С	Нормальный режим	Летний максимум								Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети								
					Отключение ВЛ 35 кВ Северная - Новый ЦП №1 при ремонте ВЛ 35 кВ Ледяная-Бузули	Отключение Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП) при ремонте ВЛ 35 кВ Ледяная-Бузули	Отключение ВЛ 35 кВ Ледяная-Бузули при ремонте ВЛ 35 кВ Северная-Пера	Отключение ВЛ 110 кВ Амурская - Новый ЦП №1 при ремонте ВЛ 110 кВ Амурская - Новый ЦП №2	Отключение ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1 при ремонте ВЛ 35 кВ Южная - Восточная №2	Отключение ВЛ 35 кВ Амурская - Базовая при ремонте ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1	Отключение ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №1 при ремонте ВЛ 35 кВ Свободный - Южная №2		
Загрузка ВЛ 110 кВ, А													
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	445	534	63	83	0	82	откл	63	63	63	провод ВЛ	
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	64	83	169	83	ремонт	64	64	64	провод ВЛ	
Загрузка ВЛ 35 кВ, А													
Северная - Новый ЦП №1	АС-95	330	396	91	откл	142	148	93	91	91	92	провод ВЛ	
Северная - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	93	300	164	151	102	93	93	93	провод ВЛ	
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	445	534	откл	откл	откл	откл	199	откл	откл	откл	провод ВЛ	
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	откл	откл	откл	откл	209	откл	откл	откл	провод ВЛ	
Амурская - Базовая	АС-95	330	396	68	68	68	68	70	68	откл	301	провод ВЛ	
Свободный - Южная №1	АС-185	510	612	91	91	91	91	91	откл	ремонт	откл	провод ВЛ	
Свободный - Южная №2	АС-185	510	612	134	134	134	134	134	228	300	ремонт	провод ВЛ	
Южная - Восточная №1	АС-95	200	396	77	77	77	77	77	126	63	64	ТТ ПС Южная	
Южная - Восточная №2	АС-95	200	396	48	48	48	48	48	ремонт	63	64	ТТ ПС Южная	
Ледяная - Бузули	АС-95	300	330	108	ремонт	ремонт	откл	108	108	108	108	ТТ ПС Бузули	
Южная - Базовая	АС-120	390	390	72	72	72	72	72	72	144	158	провод ВЛ	
Загрузка АТ 500/220 кВ, А													
АТ-1 ПС Амурская	501	578	694	221	222	223	211	221	221	221	222		
АТ-2 ПС Амурская	501	578	694	откл	откл	откл	0	откл	откл	откл	откл		
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А													
АТ-3 ПС Амурская	63	450	540	51	54	54	54	231	51	19	159		
АТ-4 ПС Амурская	63	480	576	38	35	35	35	268	38	5	163		
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	121	45	45	45	45	45	45	57	8		
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	63	21	3	3	3	21	21	21	21		
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	63	5	5	5	5	5	5	5	5		
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	86	9	9	9	9	9	9	9	9		
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	75	16	16	16	16	16	16	16	16		
Загрузка Т 110/35 кВ, А													
Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	63	83	откл	82	0	63	63	63		
Т-2 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	64	83	169	83	0	64	64	64		
Напряжения на шинах, кВ													
Напряжение на шинах ПС 500 кВ													
Амурская	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3	502,3		
	233,4	233,3	233,3	233,3	233,3	233,3	233,3	233,3	233,4	233,3	233,3		
	121,1	120,6	120,4	120,4	120,6	121,0	121,1	121,3	120,3				
	38,3	38,1	38,1	38,1	38,1	37,3	38,3	38,5	37,6				
Напряжение на шинах ПС 220 кВ													
Свободный	233,2	233,1	233,1	233,1	233,1	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2		
	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,3	38,3				
Ледяная	233,3	233,6	233,6	233,6	233,6	233,3	233,3	233,3	233,3	233,3	233,3		
	38,1	38,5	38,5	38,5	38,5	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1		
Новокиевка	235,7	235,7	235,7	235,7	235,7	235,7	235,7	235,7	235,7	235,7	235,7		
	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9		
Напряжение на шинах ПС 110 кВ													
ПС 110 кВ (новый ЦП)	121,1	120,5	120,4	120,5	112,8	121,1	121,3	120,3					
	39,3	38,9	38,0	39,0	37,1	39,3	39,4	39,1					
	10,8	10,7	10,4	10,7	10,2	10,8	10,8	10,7					

ПРИМЕЧАНИЕ

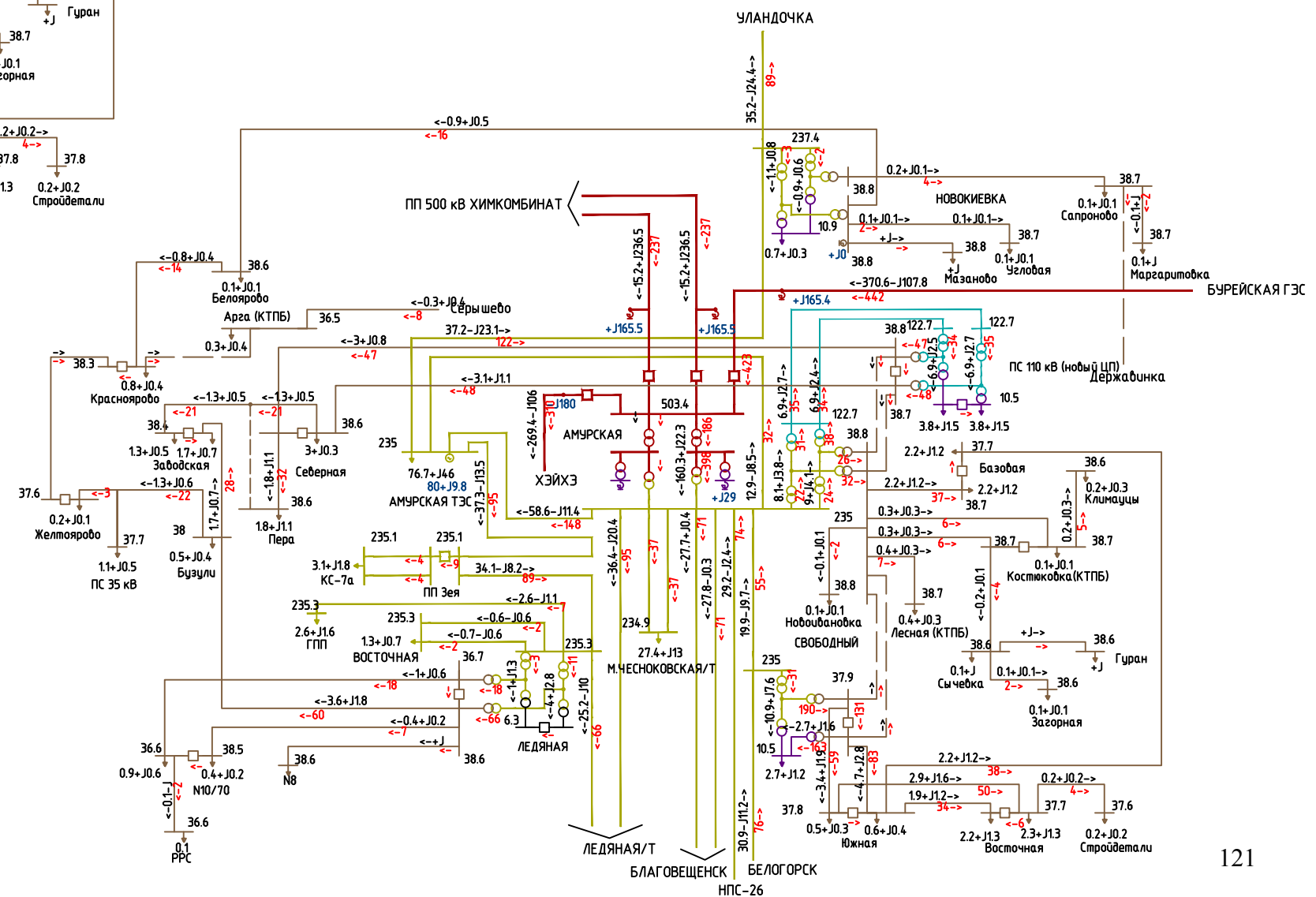
- откл - отключенный элемент сети.
- ремонт - элемент сети, находящийся в ремонте

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше г. Свободного
Летний минимум 2028 г. Послеаварийные режимы.

Отключение РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская

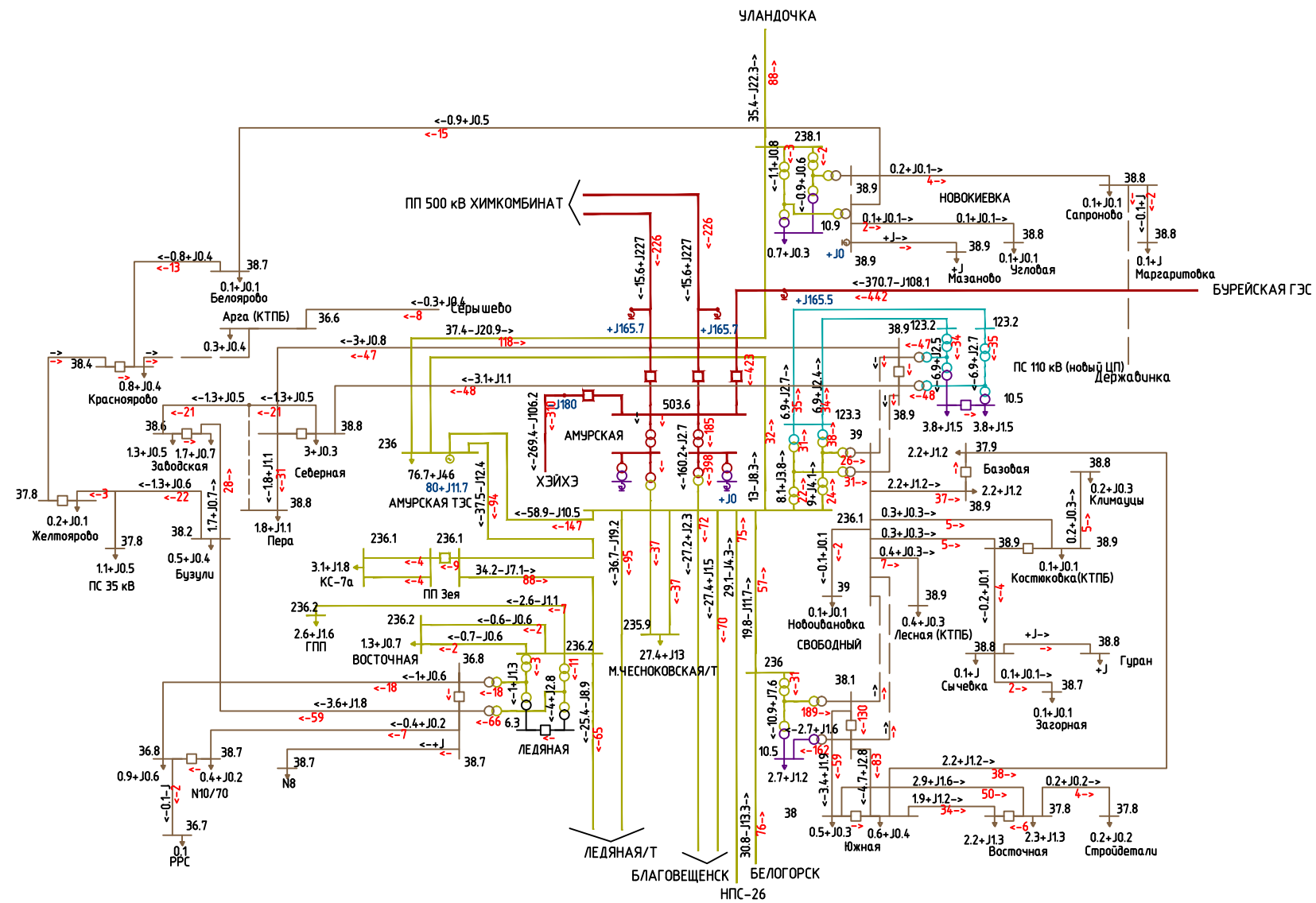


Отключение Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка



ПРИМЕЧАНИЕ
См. Приложение Д л 1

Отключение РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская
при ремонте Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка

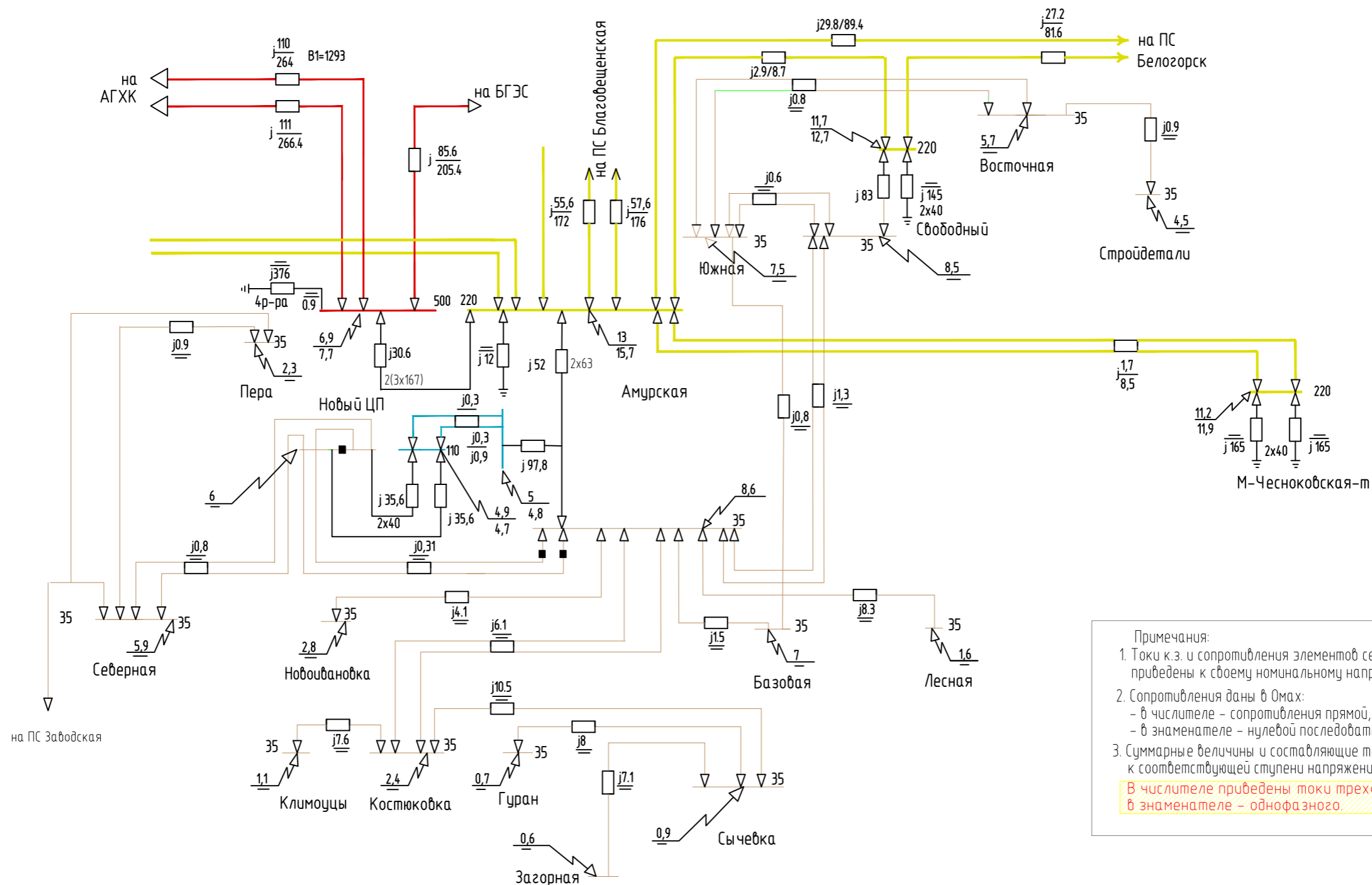


Токовая загрузка основных элементов сети и уровни напряжения в контролируемых точках сети

35 кВ и г. Свободного в нормальном и послеаварийных режимах. Летний минимум 2028 г.

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно допустимый ток, А при t= + 25 град.С	Аварийно допустимый ток, А при t= + 25 град.С	Нормальный режим	Летний минимум			Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
					Послеаварийные режимы отключения элементов сети			
					РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская	Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка	Отключение РК-2 АТ-2 ПС 500 кВ Амурская при ремонте Р-35 на ПС 220 кВ Новокиевка	
Загрузка ВЛ 110 кВ, А								
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	445	534	34	34	34	34	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	35	35	35	35	провод ВЛ
Загрузка ВЛ 35 кВ, А								
Северная - Новый ЦП №1	АС-95	330	396	47	47	47	47	провод ВЛ
Северная - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	48	48	48	48	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №1	АС-150	445	534	откл	откл	откл	откл	провод ВЛ
Амурская - Новый ЦП №2	АС-150	445	534	откл	откл	откл	откл	провод ВЛ
Амурская - Базовая	АС-95	330	396	37	37	37	37	провод ВЛ
Свободный - Южная №1	АС-185	510	612	59	59	59	59	провод ВЛ
Свободный - Южная №2	АС-185	510	612	83	83	83	83	провод ВЛ
Южная - Восточная №1	АС-95	200	396	50	50	50	50	ТТ ПС Южная
Южная - Восточная №2	АС-95	200	396	34	34	34	34	ТТ ПС Южная
Ледяная - Бузули	АС-95	300	330	60	59	60	59	ТТ ПС Бузули
Южная - Базовая	АС-120	390	390	38	38	38	38	провод ВЛ
Загрузка АТ 500/220 кВ, А								
АТ-1 ПС Амурская	501	578	694	186	185	186	185	
АТ-2 ПС Амурская	501	578	694	откл	откл	откл	откл	
Загрузка АТ, Т 220/110 кВ, А								
АТ-3 ПС Амурская	63	450	540	32	31	32	31	
АТ-4 ПС Амурская	63	480	576	26	26	26	26	
Т-1 ПС Свободный	40	100,5	121	33	32	33	32	
Т-1 ПС Ледяная	20	52,5	63	12	12	12	12	
Т-2 ПС Ледяная	20	52,5	63	4	4	4	4	
Т-1 ПС Новокиевка	25	62,8	86	8	8	3	3	
Т-2 ПС Новокиевка	25	62,8	75	15	15	3	3	
Загрузка Т 110/35 кВ, А								
Т-1 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	34	34	34	34	
Т-2 ПС 110 кВ (новый ЦП)	40	201	211	35	35	35	35	
Напряжения на шинах, кВ								
Напряжение на шинах ПС 500 кВ								
Амурская	503,4		503,6		503,4		503,6	
	235,0		236,1		235,0		236,1	
	122,7		123,3		122,7		123,3	
	38,8		39,0		38,8		39,0	
Напряжение на шинах ПС 220 кВ								
Свободный	235,0		236,0		235,0		236,0	
	37,9		38,1		37,9		38,1	
Ледяная	235,3		236,2		235,3		236,2	
	38,6		38,7		38,6		38,7	
Новокиевка	236,6		237,3		237,4		238,1	
	38,2		38,3		38,8		38,9	
Напряжение на шинах ПС 110 кВ								
ПС 110 кВ (новый ЦП)	122,7		123,2		122,7		123,2	
	38,8		38,9		38,8		38,9	
	10,5		10,5		10,5		10,5	

Результаты расчётов токов короткого замыкания в электрических сетях 35 кВ и выше г. Свободный на 2028 г. в графическом виде.



Примечания:
 1. Токи к.з. и сопротивления элементов сети приведены к своему номинальному напряжению.
 2. Сопротивления даны в Омх:
 - в числителе - сопротивления прямой,
 - в знаменателе - нулевой последовательности,
 3. Суммарные величины и составляющие токов к.з. даны в кА и приведены к соответствующей ступени напряжения.
В числителе приведены токи трехфазного к.з., в знаменателе - однофазного.