



РусГидро
Ленгидропроект

Акционерное общество
«Ленгидропроект»

Заказчик – АО «ДВЭУК-ГенерацияСети»

**РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ
ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПОС. ТЕРНЕЙ**

Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и
отпаек ЛЭП на кордоны заповедника и КПП

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 10. Иная документация.

**Часть 1. Расчет электрических режимов
и токов короткого замыкания**

2223-ЭР



РусГидро
Ленгидропроект

Акционерное общество
«Ленгидропроект»

Заказчик – АО «ДВЭУК-ГенерацияСети»

**РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ
ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПОС. ТЕРНЕЙ**

Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и
отпаяк ЛЭП на кордоны заповедника и КПП

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 10. Иная документация.

**Часть 1. Расчет электрических режимов
и токов короткого замыкания**

2223-ЭР

Главный инженер –
руководитель службы
главного инженера

Б.Н. Юркевич

Главный инженер проекта

В.В. Сологубов

Начальник отдела ОЭО

А.С. Приходько

2021

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

**РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ
ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПОС. ТЕРНЕЙ**

Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и
отпаек ЛЭП на кордоны заповедника и КПП

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 10. Иная документация.

**Часть 1. Расчет электрических режимов
и токов короткого замыкания**

2223-ЭР

Генеральный директор

Р.Ю. Суслов

Главный инженер проекта

А.А. Пробичев

Содержание

Обозначение	Наименование	Стр.
	Справка главного инженера проекта	3
	Состав проектной документации	4
2223-ЭР.ТЧ	Пояснительная записка	5
	1. Введение	5
	2. Исходные данные	6
	3. Существующее состояние	7
	4. Перспектива развития района и электрическая нагрузка подстанций в районе расположения ПС 110 кВ Пластун	8
	5. Расчеты электрических режимов	13
	5.1 Расчеты электрических режимов на зимний максимум 2023 года	14
	5.2 Расчеты электрических режимов на зимний максимум 2027 года	24
	6. Расчеты токов короткого замыкания	34
	7. Выбор марки и сечения провода	38
	8. Выводы	40
	<u>Приложения</u>	
Приложение А	Письмо администрации Тернейского муниципального района Приморского края от 18.11.2021 № 3583	41
Приложение Б	Письмо Министерства энергетики и газоснабжения Приморского края от 15.11.2021 № 45/3115	43

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №

2223-ЭР.ТЧ

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПОС. ТЕРНЕЙ

Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и отпак ЛЭП на кордоны заповедника и КПП

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата
Разраб.		Галимзанов			12.21
Пров.		Дзюзер			12.21
Н. контр.		Бахарев			12.21
ГИП		Пробичев			12.21

Расчет электрических режимов и
токов короткого замыкания

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

Содержание

ВСС
ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ
Москва, 2021

Справка главного инженера проекта

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, требованиями действующих технических регламентов, стандартов, норм и правил, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий.


Главный инженер проекта

А.А. Пробичев

Согласовано			
Инд. №			
Подп. и дата			
Взам. инв. №			

Состав проектной документации

Состав проектной документации представлен в томе 2223-СП.

Согласовано												
	Взам. инв. №											
		Подп. и дата								2223-СП		
			РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ									
			ПОС. ТЕРНЕЙ									
	Изм.	Кол.уч	Лист	№докум	Подп.	Дата	Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и отпак ЛЭП на кордоны заповедника и КПП					
							ГИП	Пробичев				
	Инв. №подл.											
										П	1	1
		Состав проектной документации									 ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ Москва, 2021	

1. Введение

В представленной работе рассмотрены вопросы, связанные с реконструкцией ПС 110 кВ Пластун и со строительством ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и отпаек ЛЭП на кордоны заповедника и КПП.

Работа выполнена в соответствии со следующими материалами:


- Техническое задание на разработку проекта по титулу: «РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОС. ТЕРНЕЙ»;
- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 281);
- Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630);
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 г. № 937);
- ПУЭ 7 издания и другими действующими нормативно-техническими документами.

При выполнении работы использованы материалы «Схемы и программы развития Единой энергосистемы России на период 2021 - 2027 гг.» (далее - СИПР ЕЭС России), «Схемы и программы развития электроэнергетики Приморского края на 2021 - 2025 гг» (далее - СИПРЭ ПК).

В работе представлены результаты и анализ расчетов электрических режимов в прилегающей к ПС 110 кВ Пластун электрической сети для нормальных, ремонтных и послеаварийных схем на год ввода после реконструкции (2023 г.) и на перспективу 5 лет с учетом динамики изменения электрических нагрузок энергорайона для режима зимних максимальных нагрузок. В связи с тем, что схема и программа развития Единой энергосистемы России разработана на период не далее 2027 г, в качестве перспективы 5 лет принимается крайний год прогнозирования, учитываемый в СИПР ЕЭС России – 2027 г.

Для определения необходимости замены коммутационного оборудования, а также необходимости установки устройств ограничения токов короткого замыкания проведены расчеты токов к.з. на перспективу развития исследуемого энергорайона до 2027 г.

Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. №			

2223-ЭР.ТЧ					
РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОС. ТЕРНЕЙ					
Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и отпаек ЛЭП на кордоны заповедника и КПП					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
Разраб.		Галимзанов			12.21
Пров.		Дзюзер			12.21
Расчет электрических режимов и токов короткого замыкания					
			Стадия	Лист	Листов
			П	1	36
Пояснительная записка					
Н. контр.		Бахарев		12.21	
ГИП		Пробичев		12.21	
 В С С ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ Москва, 2021					

2. Исходные данные

При выполнении расчетов электрических режимов и токов короткого замыкания необходимо руководствоваться следующим:

1. На основании результатов расчетов электрических режимов:

1.1. Определить перечень электросетевого оборудования в электрической сети 6-10 кВ и выше, связанной с реконструируемой ПС 110 кВ Пластун общностью режима (далее – прилегающая сеть), расчетная токовая нагрузка которого не соответствует допустимой.

1.2. Определить решения по средствам компенсации реактивной мощности (СКРМ);

1.3. Определить необходимость установки устройств сетевой (СА) и противоаварийной автоматики (ПА) на ПС 110 кВ Пластун и на объектах прилегающей сети.

2. На основании результатов расчетов ТКЗ:

2.1. Определить требуемую отключающую способность вновь устанавливаемого и эксплуатируемого коммутационного электросетевого оборудования на ПС 110 кВ Пластун и в прилегающей сети, отключающая способность которого не соответствует расчетным уровням ТКЗ.

2.2. Определить решения по устройствам ограничения ТКЗ (ОТКЗ) на ПС 110 кВ Пластун и на объектах прилегающей сети

Исходными данными для проектирования служат:

– нормальные схемы электрических соединений и ведомости щитовых замеров по ПС 110 кВ и 35 кВ электрической сети, прилегающей к ПС 110 кВ Пластун;

– данные собственников по электросетевому оборудованию электрической сети 110 – 220 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Пластун;

– проектная документация стадии «основные технические решения» по данному титулу (шифр 2223-ОТР) и том «Электротехнические решения» (шифр 2223-ИЛО.ИОС.ЭП);

– письмо администрации Тернейского муниципального района Приморского края от 18.11.2021 № 3583 (приложение А) – далее письмо о нагрузках пгт. Терней.

При реконструкции подстанции ПС 110 кВ Пластун принят к установке трансформатор мощностью 16 МВА напряжением 115/38,5/10,5 кВ - трехфазный трехобмоточный взамен трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Пластун, оснащенный устройством РПН в нейтрали ВН. На основании решений тома 2223-ОТР принят к установке трансформатор мощностью 6,3 МВА напряжением 35/6,3 кВ на новой ПС 35 кВ Терней – трехфазный двухобмоточный, оснащенный устройством РПН в нейтрали ВН, и в качестве ЛЭП «Пластун – Терней» принимается провод ВЛ 35 кВ марки АСку-120/19 на всем протяжении за исключением отпайек.

ЛЭП отпайки на кордон Ханов ключ – кабель марки АПвКкПу2г сечением жилы 50 мм² на напряжение 35 кВ, ЛЭП отпайки на КТП 35/10 кВ, к которому подключается на напряжении 10 кВ кордон Благодатное и КПП – провод ВЛ марки АС-70.

Принципиальная схема электрической сети 35 кВ и ниже для присоединения пгт. Терней и кордонов Сихотэ-Алинского государственного биосферного заповедника приведена в томе «Электротехнические решения» по данному титулу (шифр 2223-ИЛО.ИОС.ЭП).

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

2223-ЭР.ТЧ

Лист

2

3. Существующее состояние

На подстанции Пластун установлено два трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью по 10 МВА и 16 МВА напряжением 115/11 кВ и 115/38,5/10,5 кВ соответственно (1986 и 2008 годов ввода в эксплуатацию).

В РУ 110 кВ подстанция Пластун подключена следующая линия:

- ВЛ 110 кВ Горбуша – Пластун с отпайкой на ПС Черемшаны.

РУ 35 кВ отсутствует, обмотка 35 кВ Т-2 не используется, подключен только ОПН 35 кВ.

Нормально включен Т-2, Т-1 выведен в резерв.

Фактическая максимальная нагрузка Т-2 Пластун в режимный день зимнего максимума 16.12.2020 составила 41,8 А по стороне ВН, 460 А по стороне НН, при этом трансформатор был загружен на 52 % от номинального тока ВН 80,3 А и НН 880 А. В послеаварийном режиме (n-1 элемент в работе – аварийное отключение трансформатора) максимальная нагрузка включенного из резерва Т-1 могла составить 88 %.

Технические характеристики ЛЭП 110 кВ и номинальные токи оборудования, установленного на ПС 110-220 кВ в прилегающей сети, приняты на основании данных собственников оборудования. В части информации непосредственно по ЛЭП 35 кВ использованы данные производителя оборудования, допустимая токовая нагрузка рассчитана производителем согласно РД.34.20.547 «Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующей линии электропередачи» при скорости ветра 1,5 м/с (направление ветра перпендикулярно оси провода) и суммарной солнечной радиации 0,7 Вт/см². По ПС 110 кВ Пластун использованы результаты обследования подстанции.

Величины длительно допустимой токовой нагрузки (далее – ДДТН) и аварийно допустимой токовой нагрузки (далее – АДТН) ЛЭП 35 - 110 кВ приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - величины пропускной способности ЛЭП 35-110 кВ в прилегающей сети

Наименование ЛЭП	ДДТН при t=+25°C, А	АДТН при t=+25°C, А	Ограничивающий элемент
ВЛ 110 кВ Горелое - Николаевка	375	454	Провод АС-120
ВЛ 110 кВ Горбуша - Николаевка	375	454	Провод АС-120
ВЛ 110 кВ Горелое - Горбуша	500	500	ВЧЗ ПС 110 кВ Горбуша
ВЛ 110 кВ Горбуша - Пластун с отпайкой на ПС Черемшаны (участок от ПС Горбуша до отпайки)	330	388	Провод АС-95
ВЛ 110 кВ Горбуша - Пластун с отпайкой на ПС Черемшаны (участок от отпайки до ПС Пластун)	330	388	Провод АС-95
ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от ПС К до отпайки)	375	454	Провод АС-120
ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от отпайки до ПС Плавзавод)	375	454	Провод АС-120
ВЛ 110 кВ Горбуша - Плавзавод	375	454	Провод АС-120
КВЛ 35 кВ Пластун - Терней с отпайками	528	619	Провод АСку- 120/19

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Номинальные токи трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пластун и прилегающей сети приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - величины номинальных токов автотрансформаторов и трансформаторов

Наименование трансформатора	Ином, А
ПС 220 кВ К АТ-1 ВН	158
ПС 220 кВ К АТ-1 СН	301
ПС 220 кВ К АТ-2 ВН	158
ПС 220 кВ К АТ-2 СН	301
ПС 220 кВ Горелое АТ-1 ВН	313
ПС 220 кВ Горелое АТ-1 СН	595
ПС 220 кВ Горелое АТ-2 ВН	313
ПС 220 кВ Горелое АТ-2 СН	595
ПС 110 кВ Пластун Т-1 ВН (новый)	80,3
ПС 110 кВ Пластун Т-1 СН (новый)	240
ПС 110 кВ Пластун Т-1 НН (новый)	880
ПС 110 кВ Пластун Т-2 ВН	80,3
ПС 110 кВ Пластун Т-2 СН	240
ПС 110 кВ Пластун Т-2 НН	880
ПС 35 кВ Терней Т-1 ВН	103,9
ПС 35 кВ Терней Т-1 НН	577

4. Перспектива развития района и электрическая нагрузка подстанций в районе расположения ПС 110 кВ Пластун

Перспективное развитие сети рассматриваемого района учитывалось в соответствии с материалами СИПР ЕЭС России, СИПРЭ ПК.

В вышеуказанных документах объекты реконструкции и электросетевого строительства, оказывающие влияние на режимную ситуацию в сети 6,10 - 110 кВ в районе ПС 110 кВ Пластун отсутствуют.

В соответствии с планами АО «ДРСК» и существующей технологией проектирования и строительства окончание реконструкции ПС 110 кВ Пластун и ввод в эксплуатацию КВЛ 35 кВ Пластун – Терней с отпайками возможны не ранее 2023 г.

В результате реконструкции на ПС 110 кВ Пластун вместо Т-1 будет установлен трехобмоточный трансформатор номинальной мощностью 16 МВА с напряжениями обмоток аналогично Т-2: 115/38,5/10,5 кВ. В работе будет находиться один из трансформаторов 16 МВА, оставшийся нормально отключен по соображениям минимизации потерь холостого хода и обеспечения возможности проведения ремонтных работ без необходимости отключения потребителей, что является устоявшейся практикой в данном районе.

Для определения максимальной токовой загрузки электрической сети в районе ПС 110 кВ Пластун электрическая нагрузка подстанций района на год окончания

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

реконструкции объекта и на перспективу до 2027 года принимается:

- на основе контрольных замеров в режимные дни:
 - зимний максимум нагрузки – 19 часов 16.12.2020 г.
- с учетом среднегодового прироста потребления мощности энергосистемы Приморского края за предшествующие 5 лет (2016 – 2020 гг), составляющего 2 %;
- с учетом объема мощности по заключенным договорам об осуществлении ТП, находящимся на исполнении, и присоединенным заявителям после контрольного замера 16.12.2020 г.

Перспективная нагрузка учитывается за счет прибавления к нагрузкам в сети 110 кВ нагрузки планируемых к подключению потребителей с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок $K_p^{\text{одновр}} = 0,9$ (приказ № 250 Министерства энергетики Российской Федерации от 06.05.2014 – приложение 3), коэффициента несовпадения максимумов нагрузки $K_j^{\text{несовп}}$ в сети 6-10 кВ – 0,6 (приказ № 250 Министерства энергетики Российской Федерации от 06.05.2014 – приложение 2), так как новые потребители присоединяются на классе напряжения не выше 10 кВ и суммарно учитываются на данном напряжении, и 2% среднегодового темпа прироста максимума потребления мощности энергосистемы Приморского края.

$$P_p(2023) = P_{кз} \cdot (1 + (2\%)/(100\%))^3 + K_p^{\text{одновр}} \cdot K_j^{\text{несовп}} \cdot P_{\text{дог}}(2023) \quad (1);$$

$$P_p(2027) = P_p(2023) \cdot (1 + (2\%)/(100\%))^4 + K_p^{\text{одновр}} \cdot K_j^{\text{несовп}} \cdot P_{\text{дог}}(2027) \quad (2), \text{ где}$$

$P_{кз}$ – активная нагрузка по данным контрольного замера;

$P_p(2023)$, $P_p(2027)$ – расчетная перспективная активная нагрузка на 2023 и 2027 годы соответственно;

$P_{\text{дог}}(2023)$, $P_{\text{дог}}(2027)$ – подключаемая активная нагрузка в соответствии с заключенными договорами ТП, находящимся на исполнении, и присоединенным заявителям после контрольного замера 16.12.2020 г, на 2023 и 2027 годы соответственно.

Расчетная реактивная нагрузка Q_p определялась аналогично активной P_p .

Реактивная составляющая электрической нагрузки присоединяемых потребителей, приведенная к шинам 110 кВ, принималась с соотношением потребления активной и реактивной мощности $\text{tg } \varphi = 0,5$ для соблюдения требований Приказа Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 ($0,5 \cdot P_{\text{дог}}$).

В соответствии с данным подходом по формулам (1) и (2) расчетная нагрузка на шинах 110 кВ подстанций 110 - 220 кВ в рассматриваемом районе составит величины, представленные в таблице 4.1.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 4.1 - Расчетная нагрузка на шинах 110 кВ подстанций рассматриваемого района

Наименование ПС	Существующая нагрузка в замеры 2020 г		Нагрузка новых потребителей по договорам ТП на исполнении и присоединенным заявителям после контрольного замера 16.12.2020 г				Максимальная расчетная нагрузка потребителей			
			2023 г	2023 г	2027 г	2027 г	2023 г		2027 г	
	Ркз	Qкз	Рдог	Рдог с учетом $K_p^{\text{одновр}}$, $K_j^{\text{несовп}}$	Рдог	Рдог с учетом $K_p^{\text{одновр}}$, $K_j^{\text{несовп}}$	Рр	Qр	Рр	Qр
	МВт	МВАр	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВАр	МВт	МВАр
ПС 220 кВ К	17,200	4,500	1,430	0,772	0,000	0,000	19,025	5,162	20,593	5,587
ПС 220 кВ Горелое	27,200	5,600	3,800	2,052	0,000	0,000	30,917	6,969	33,465	7,543
ПС 220 кВ Высокогорск	0,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,106	0,000	0,115	0,000
ПС 110 кВ Богополь	0,400	0,100	0,185	0,100	0,000	0,000	0,524	0,156	0,568	0,169
ПС 110 кВ Плавзавод	4,400	1,100	0,918	0,496	0,000	0,000	5,165	1,415	5,591	1,532
ПС 110 кВ Горбуша	18,300	6,600	0,000	0,000	0,000	0,000	19,420	7,004	21,021	7,581
ПС 110 кВ Николаевка	3,200	1,500	0,000	0,000	0,000	0,000	3,396	1,592	3,676	1,723
ПС 110 кВ Пластун	6,700	2,700	0,313	0,169	0,000	0,000	7,279	2,950	7,879	3,193
ПС 110 кВ Тимофеевка	0,900	0,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,955	0,212	1,034	0,230
ПС 110 кВ Ольга	3,200	0,700	0,236	0,127	0,000	0,000	3,523	0,807	3,814	0,873
ПС 110 кВ Р	0,900	0,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,955	0,212	1,034	0,230
ПС 110 кВ Черемшаны	1,300	0,500	0,013	0,007	0,000	0,000	1,387	0,534	1,501	0,578

Инв. № полл.	Взам. инв. №
Полп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2223-ЭР.ТЧ

Лист

6

Перспективная нагрузка ПС 35 кВ Терней определена следующим образом:

$$P_p(2023) = P_{\text{макс}} \cdot (1 + (2\%)/(100\%))^3 + K_p^{\text{одновр}} \cdot K_j^{\text{несовп}} \cdot P_{\text{план}}(2023) \quad (3);$$

$$P_p(2027) = P_p(2023) \cdot (1 + (2\%)/(100\%))^4 \quad (4), \text{ где}$$

$P_{\text{макс}}$ – максимальная активная нагрузка в соответствии с письмом о нагрузках пгт. Терней (приложение А) – 2,5 МВт;

$P_p(2023)$, $P_p(2027)$ – расчетная перспективная активная нагрузка на 2023 и 2027 годы соответственно;

$P_{\text{план}}(2023)$ – суммарный прирост потребления активной мощности в результате планируемых подключений в соответствии с письмом о нагрузках пгт. Терней (приложение А).

Расчетная реактивная нагрузка Q_p определялась аналогично активной P_p .

Реактивная составляющая электрической нагрузки потребителей, приведенная к шинам 6 кВ, принималась с соотношением потребления активной и реактивной мощности $\text{tg } \varphi = 0,4$ для соблюдения требований Приказа Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 ($0,4 \cdot P_{\text{план}}$).

В соответствии с данным подходом прирост потребления мощности на шинах 6 кВ подстанции Терней составит величину, представленную в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Прирост потребления мощности пгт. Терней

Планируемый прирост потребления мощности:	МВт	срок ввода (кв/год)
Физкультурно-оздоровительный комплекс	0,12	03/2023
Цех по рыбопереработке	0,35	04/2023
спортивные площадки (4 шт)	0,08	02/2022
спортивные площадки (2 шт)	0,04	02/2023
Рыборазводный цех	0,15	04/2022
Освещение улично-дорожной сети	0,045	01/2022
Освещение улично-дорожной сети	0,045	01/2023
прочее	0,15	04/2022
врачебная амбулатория	0,12	04/2022
осетровый рыборазводный завод	0,25	03/2023
молокозавод	0,12	03/2023
государственный рыборазводный завод, II-й этап	0,25	04/2023
2 цеха деревообработки	0,24	03/2022
2 цеха деревообработки	0,24	02/2023
Итого планируемый прирост $P_{\text{план}}(2023)$:	2,200	-
Итого планируемый прирост с учетом $K_p^{\text{одновр}} \cdot K_j^{\text{несовп}}$:	1,188	-

В соответствии с формулами (3) и (4) перспективная максимальная нагрузка на шинах 6 кВ ПС 35 кВ Терней составит 3,841 МВт + j1,536 МВАр на 2023 г и 4,158 МВт + j1,663 МВАр на 2027 г.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

2223-ЭР.ТЧ

Лист

7

Перспективная нагрузка объектов ФГБУ «Сихотэ-Алинский государственный заповедник» принята по максимальной мощности энергопринимающих устройств в соответствии с протоколом совещания по титулу «Строительство распределительных сетей для централизованного электроснабжения пос. Терней» от 19.08.2021:

- КПП (общая потребляемая мощность – 21 кВт)
- Кордон «Благодатное» (общая потребляемая мощность – 86 кВт)
- Кордон «Ханов ключ» (общая потребляемая мощность – 15 кВт).

Реактивная составляющая электрической нагрузки потребителей объектов ФГБУ «Сихотэ-Алинский государственный заповедник», приведенная к шинам 10, 35 кВ, принималась с соотношением потребления активной и реактивной мощности $\text{tg } \varphi = 0,4$ для соблюдения требований Приказа Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	2223-ЭР.ТЧ	
						8	

5. Расчеты электрических режимов

Анализ расчетов электрических режимов работы электрической сети 6,10 кВ и выше в районе расположения ПС 110 кВ Пластун необходим для определения:

- загрузки элементов сети;
- уровней напряжения;
- необходимости установки устройств сетевой автоматики (СА) и противоаварийной автоматики (ПА).

Расчеты электрических режимов выполнялись в программе RastrWin в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 281.

В работе представлены расчеты нормальных и наиболее характерных ремонтных и послеаварийных режимов работы сети для зимнего максимума нагрузки. Рассмотрены два периода после окончания реконструкции:

1-й период – первый год эксплуатации (2023 г.);

2-й период – перспектива развития (2027 г.).

Нагрузка принята в соответствии с разделом 4.

Токовая нагрузка ЛЭП контролировалась по значениям $I_{дл.доп.}$ (ДДТН) и $I_{ав.доп.}$ (АДТН), указанным в таблице 3.1. Токовая нагрузка трансформаторов проверялась по значениям номинальных токов, указанным в таблице 3.2, коэффициенту допустимой перегрузки (далее - Кдоп) без ограничения длительности и для 20 минут (допустимая длительность послеаварийного режима в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утв. Приказом Минэнерго от 03.08.2018 № 630»). Значения Кдоп принимались на основании требований Приказа Минэнерго России от 08.02.2019 N 81 "Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229". Значения ДДТН и Кдоп приняты для температуры наружного воздуха +25°C – максимальная температура наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 для Приморского края в соответствии с СП 131.13330.2020 «Строительная климатология», так как при данных условиях пропускная способность минимальна, что позволяет с запасом оценить достаточность существующей пропускной способности сети в случае летнего потребления мощности, равного зимнему.

Анализ токовой нагрузки в нормальных, ремонтных и послеаварийных расчетных схемах показал, что возможны превышения значений ДДТН без превышения АДТН.

Максимальные и минимальные уровни напряжения. Анализ уровней напряжения

Согласно «Методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным Приказом Минэнерго от 03.08.2018 № 630, значение коэффициента запаса устойчивости по напряжению определяется по формуле:

$$K_u = \frac{U - U_{кр}}{U_{кр}}, \quad (5)$$

где $U_{кр}$ – критическое напряжение в узлах нагрузки, $U_{кр}=0,7*U_{ном}$.

Минимальное напряжение в узлах 35, 110 кВ определим, исходя из минимальных коэффициентов запаса по напряжению, а именно:

$K_U = 0,15$ для нормального,

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

$K_U = 0,1$ для послеаварийного и вынужденного режимов.

Таким образом, минимально допустимое напряжение равно

$$U_{\min} = U_{\text{кр}} * (K_U + 1), \quad (6)$$

откуда для нормального режима

$$U_{\min} = 0,7 * 110 * 1,15 = 88,55 \text{ кВ},$$

$$U_{\min} = 0,7 * 35 * 1,15 = 28,17 \text{ кВ},$$

для послеаварийного и вынужденного режимов (аварийно допустимое)

$$U_{\min} = 0,7 * 110 * 1,1 = 84,70 \text{ кВ},$$

$$U_{\min} = 0,7 * 35 * 1,1 = 26,95 \text{ кВ}.$$

Для шин 6 кВ ПС 35 кВ Терней и для шин 10 кВ ПС 110 кВ Пластун, ПС 35 кВ КТП, ПС 10 кВ Благодатное в соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения» контролировалось отклонение напряжения более 10 % от $U_{\text{ном}}$.

Максимально допустимое напряжение в узлах сети 35 кВ и 110 кВ – это наибольшее рабочее напряжение, равное 40,5 кВ и 126 кВ соответственно (в соответствии с ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений»).

Анализ уровней напряжений в узлах сети в нормальных, ремонтных и послеаварийных расчетных схемах показал, что уровни напряжения в сети 6,10 - 110 кВ снижаются ниже допустимых значений в послеаварийных режимах.

В свою очередь в работе разработаны мероприятия по снижению нагрузки в районе ПС 110 кВ Пластун для увеличения напряжения в прилегающей электрической сети.

Существующие устройства АОПО, АОСН ЛЭП рассматриваемого района отсутствуют. Необходимость установки АОСН и АОПО определена далее в проекте.

При выводе в ремонт или аварийном отключении электросетевого оборудования учитывалась возможность включения нормально отключенного В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша.

5.1 Расчеты электрических режимов на зимний максимум 2023 года

Зима, максимум, 2023 г.

1-й период – первый год эксплуатации.

Перечень рассмотренных аварийных отключений (далее - А.О.) и результаты расчетов электрических режимов сети 6,10 - 110 кВ для нормальной схемы, ремонтных схем и послеаварийных режимов в результате А.О. в зимний максимум нагрузки первого года эксплуатации сведены в таблицу 5.1.1.

Результаты расчета режима для нормальной схемы в графическом виде приведены на рисунке 5.1.1. Анализ полученных результатов расчета показал, что недопустимых отклонений параметров режима не выявлено.

Результаты расчетов наиболее характерных послеаварийных режимов и режимов с недопустимыми отклонениями параметров режима от допустимых значений в графическом виде приведены на рисунках 5.1.2 – 5.1.6.

Проведенные расчеты выявили возможность отклонений параметров режима из области допустимых значений в следующих ситуациях:

1. А.О. ВЛ 110 кВ Горелое – Горбуша при ремонте ВЛ 110 кВ Горелое - Николаевка (режим № 8 таблица 5.1.1, рисунок 5.1.3).

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

В данном режиме учитывается включение нормально отключенного В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша с целью резервирования потребителей. По результатам расчета выявлено снижение напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Пластун более чем на 10 % от Уном. Для повышения напряжения до допустимого уровня необходимо использовать РПН. В исследуемой ситуации достаточно изменить положение переключателя РПН включенного трансформатора ПС 110 кВ Пластун на 3х1,78 % в сторону снижения Увн.

2. А.О. АТ-2 (1) ПС 220 кВ Горелое при ремонте АТ-1 (2) ПС 220 кВ Горелое (режим № 10 таблица 5.1.1, рисунок 5.1.4).

В данном режиме учитывается включение нормально отключенного В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша с целью резервирования потребителей. В исследуемом режиме выявлены следующие токовые загрузки:

- ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от ПС К до отпайки) – 120 % от ДДТН без превышения АДТН;
- ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от отпайки до ПС Плавзавод) – 119,7 % от ДДТН без превышения АДТН;
- ВЛ 110 кВ Горбуша - Плавзавод – 112,1 % от ДДТН без превышения АДТН;
- Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Пластун – 109,6 % от ИномВН. Данные трансформаторы при +25°С обладают Кдоп = 1,175 без ограничения длительности (таблица 1 Приказа Министерства энергетики РФ № 81 от 08.02.2019) и Кдоп = 1,5 для 20 мин (таблица 2 Приказа Министерства энергетики РФ № 81 от 08.02.2019). Следовательно, для обмотки ВН Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Пластун возможно превышение ИномВН.

В данном режиме выявлено недопустимое снижение напряжения ниже аварийно допустимых значений на следующих ПС 110 кВ:

Черемшаны - 83,5 кВ;

Пластун - 79,8 кВ на шинах 110 кВ, 25,7 кВ на шине 35 кВ.

В данном режиме выявлено недопустимое снижение напряжения ниже аварийно допустимых значений на следующих ПС 35 кВ:

Терней – 21,6 кВ;

Ханов ключ – 24,1 кВ;

КТП – 22,8 кВ.

Также в данном режиме выявлено снижение напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Пластун более чем на 10 % от Уном до 6,77 кВ, ПС 35 кВ КТП до 6,58 кВ, ПС 10 кВ Благодатное до 6,57 кВ, шине 6 кВ ПС 35 кВ Терней более чем на 10 % от Уном до 3,69 кВ.

Для ввода параметров режима в допустимую область рассмотрено применение РПН. В результате изменения положения переключения РПН в крайнее положение - в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 9х1,78% на ПС 110 кВ Пластун, в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 6х1,5% на ПС 35 кВ Терней, напряжение в сети 35 кВ увеличилось, но осталось ниже аварийно допустимых значений на следующих ПС 35 кВ:

Терней – 24,9 кВ;

КТП – 25,9 кВ.

На шинах 10 кВ ПС 110 кВ Пластун напряжение увеличилось до 7,56 кВ, ПС 35 кВ КТП до 7,56 кВ, ПС 10 кВ Благодатное до 7,54 кВ, шине 6 кВ ПС 35 кВ Терней до 4,72 кВ, но не достигло 0,9хУном (режим № 10.1 таблица 5.1.1, рисунок 5.1.5).

При этом следующие токовые загрузки превысили АДТН:

- ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от ПС К до отпайки) – 100,4 % от АДТН;

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

- ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от отпайки до ПС Плавзавод) – 100,2 % от АДТН.

В дополнение к предыдущему режиму напряжения в сети 110 кВ стало ниже аварийно допустимых значений на следующих ПС:

Шины 110 кВ ПС 220 кВ Горелое – 84,1 кВ;

Шины 110 кВ ПС 110 кВ Николаевка – 84,5 кВ.

Как показали расчеты, включение нормально отключенного В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша недопустимо по причине выхода параметров режима из области допустимых значений. Для применения данного мероприятия необходимо поэтапное включение нагрузки дежурным персоналом после включения в послеаварийном режиме нормально отключенного В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша. В результате отключения на сооружаемой ПС 35 кВ Терней 3,3 МВт нагрузки и включении остальных потребителей в данном режиме напряжения выше аварийно допустимых значений и токовая загрузка ниже АДТН (режим № 10.2 таблица 5.1.1, рисунок 5.1.6).

Также в данном режиме для недопущения повышения напряжения на шинах 6 кВ ПС 35 кВ Терней выше нормально допустимого (в соответствии с п.136 «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем», утвержденных ПП РФ от 13.08.2018 № 937 - не более $1,05 \times U_{ном}$) рекомендуется при существовании данного режима более 20 минут использовать положение РПН включенного трансформатора ПС 35 кВ Терней в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 4х1,5%.

В исследуемом режиме напряжения в сети 35, 110 кВ выше минимально и аварийно допустимых значений за исключением ПС 110 кВ Пластун - 88,3 кВ, что является допустимым, поскольку на шине 35 кВ данной ПС расчетное напряжение 33,7 кВ выше минимально допустимого, на шинах 10 кВ расчетное напряжение 9,01 кВ выше $0,9 \times U_{ном}$. Токовые загрузки выше ДДТН снизились:

- ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от ПС К до отпайки) – 108,6 % от ДДТН без превышения АДТН;

- ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от отпайки до ПС Плавзавод) – 108,3 % от ДДТН без превышения АДТН;

- ВЛ 110 кВ Горбуша – Плавзавод - 100,7 % от ДДТН без превышения АДТН.

Устранение оставшихся токовых нагрузок выше ДДТН выполняется действиями оперативного персонала по местным инструкциям. Стоит отметить, что фактическая пропускная способность в зимних режимах выше, чем принято в расчетах для температуры наружного воздуха +25°C и чем полученные расчетные значения токовой загрузки, поэтому загрузки сверх ДДТН в данном режиме не будет.

Таким образом, величина передаваемой мощности по ВЛ 110 кВ Горбуша – Плавзавод, допустимая в данном режиме, составляет 60,7 МВт. Для обеспечения данной величины необходимо задействовать крайнее положение РПН включенного трансформатора ПС 110 кВ Пластун - в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 9х1,78%, на сооружаемой ПС 35 кВ Терней необходимо отключить 3,3 МВт нагрузки (допустимая нагрузка составляет 0,54 МВт), использовать положение РПН включенного трансформатора данной ПС в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 4х1,5%. Остальных потребителей (ПС 110 кВ Черемшаны, Горбуша, Николаевка, ПС 220 кВ Горелое) допустимо подключить в полном объеме.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Таблица 5.1.1 - Результаты расчетов нормального, ремонтных и послеаварийных режимов работы электрической сети 6,10 - 110 кВ района размещения ПС 110 кВ Пластун. Зимний максимум нагрузки 2023 г

Table with columns for substation name, load, and various percentage metrics (A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, R, S, T, U, V, W, X, Y, Z). Rows include various substations like ВЛ 110 кВ Горелое - Николаевка and ПС 220 кВ К АТ-1 ВН.

Примечания (для всех таблиц результатов расчетов режимов):
1 Загрузка ЛЭП в % выше дл.доп. выделена синим цветом, выше лав.доп. выделена красным цветом
2 Загрузка трансформаторов в % выше лном выделена синим цветом
3 Ки для сети 35 кВ и 110 кВ определяется по формуле (5), для сети 6, 10 кВ принимается как абсолютное значение отклонения напряжения от номинального
4 Ки для сети 35 кВ и 110 кВ менее 15 % выделены синим цветом, менее 10 % красным цветом. Ки для сети 6, 10 кВ более 10% выделены красным цветом

Взаим. инв. №
Подл. и дата
Инв. №подл.

Table with 5 columns: Изм., Колуч, Лист, №док., Подп., Дата

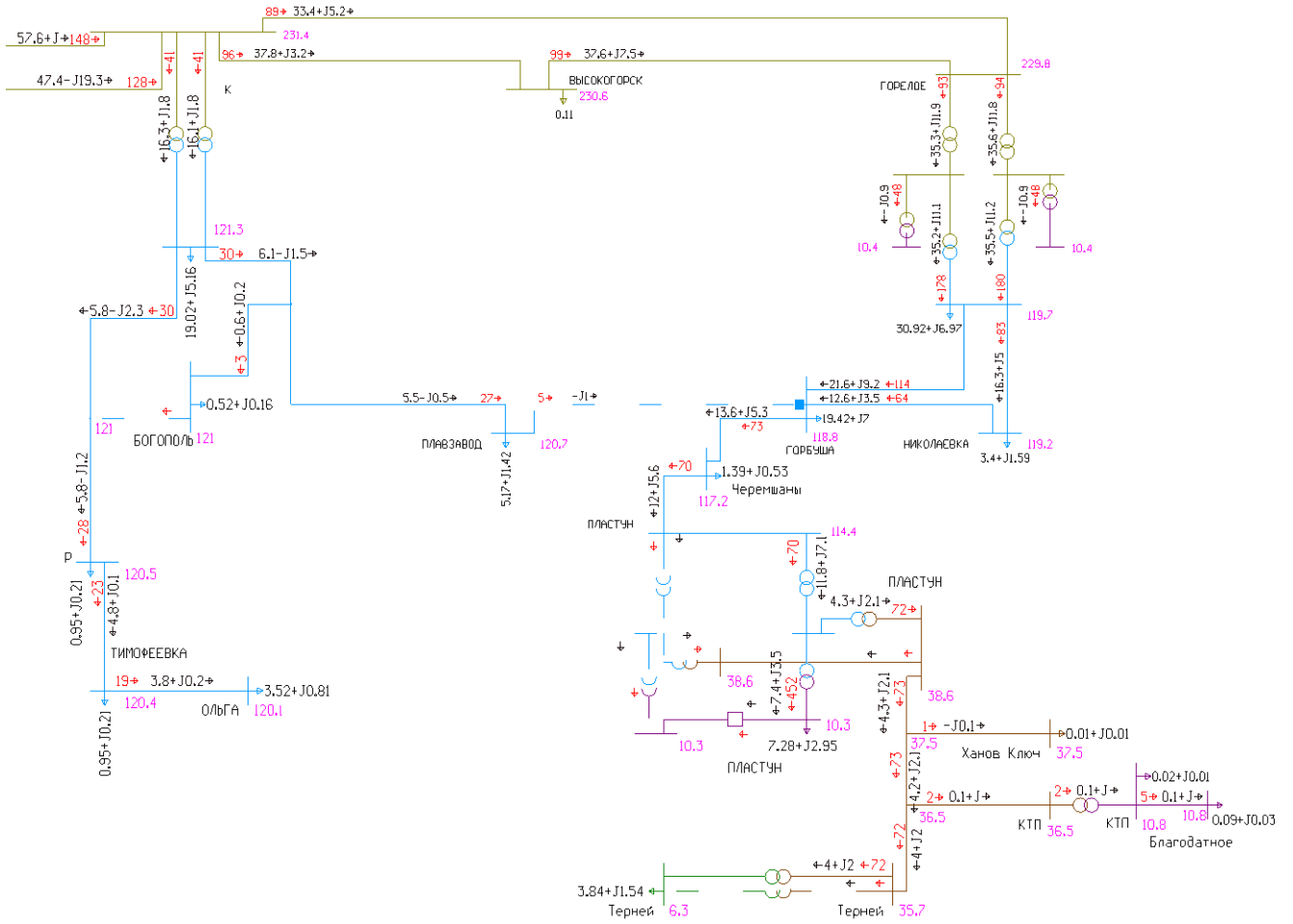


Рисунок 5.1.1 – Зимний максимум 2023 г. Нормальная схема

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

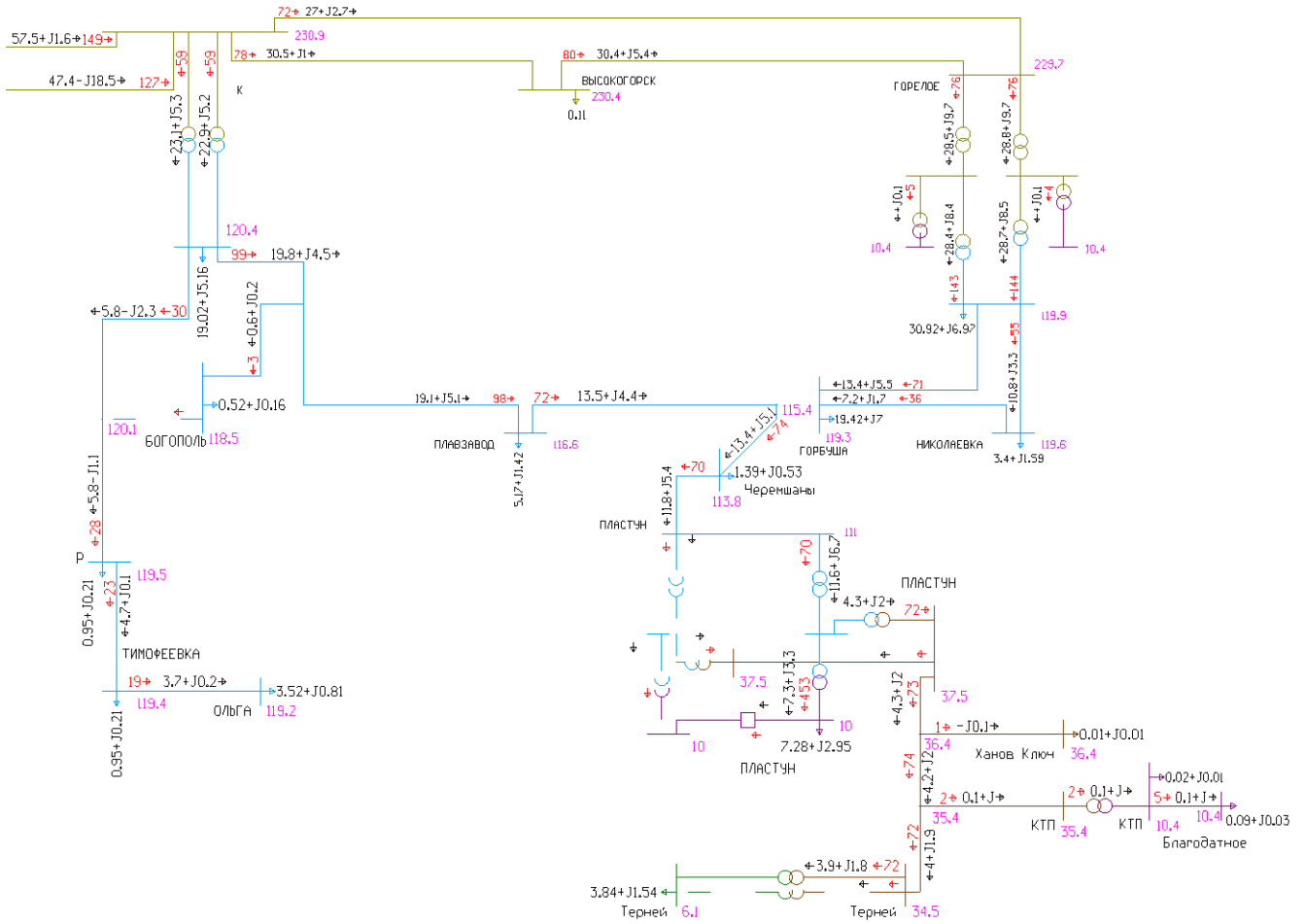


Рисунок 5.1.2 – Зимний максимум 2023 г. Ремонт В 110 Черемшаны - Пластун ПС 110 кВ Горбуша с установкой ремонтной перемычки на опоре №1 ВЛ 110 кВ Горбуша - Пластун с отпайкой на ПС Черемшаны и ВЛ 110 кВ Горбуша - Плавзавод (включен В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

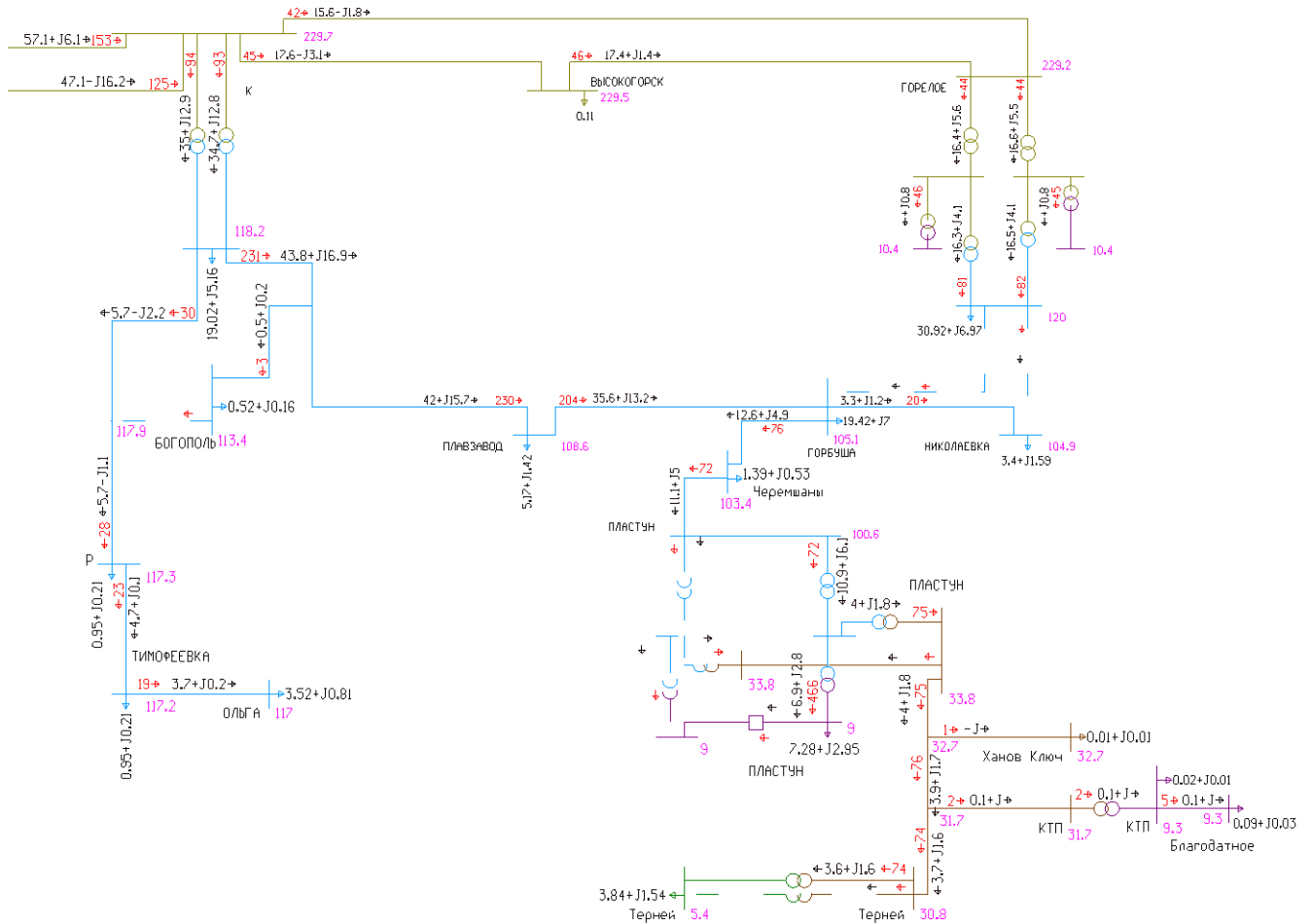


Рисунок 5.1.3 – Зимний максимум 2023 г. Ремонт ВЛ 110 кВ Горелое - Николаевка, аварийно отключена ВЛ 110 кВ Горелое – Горбуша (включен В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша, изменено положение РПН включенного трансформатора ПС 110 кВ Пластун в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 3х1,78%)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	
2223-ЭР.ТЧ						Лист
						16

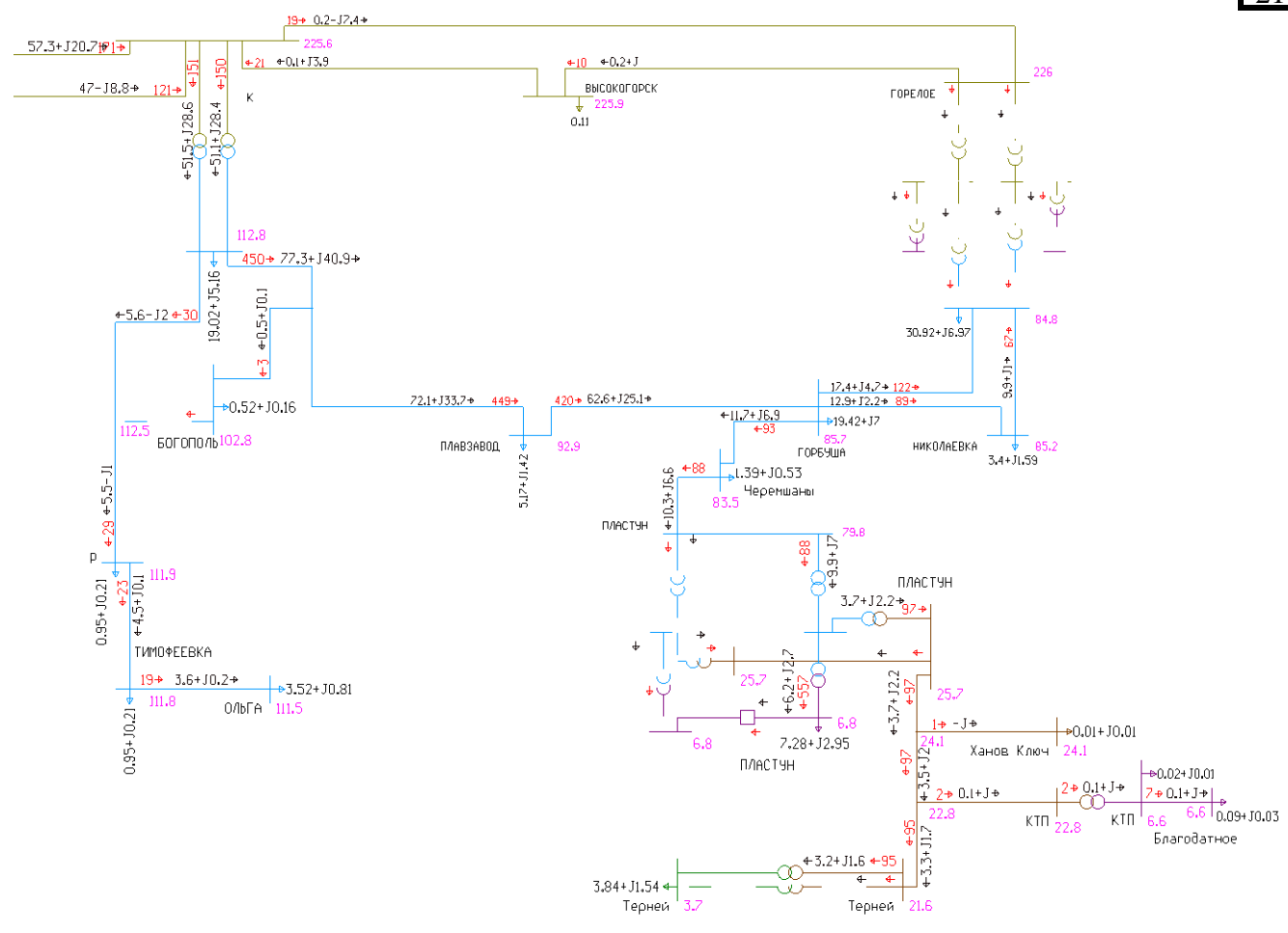


Рисунок 5.1.4 – Зимний максимум 2023 г. Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Горелое, аварийно отключен АТ-2 ПС 220 кВ Горелое (включен В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

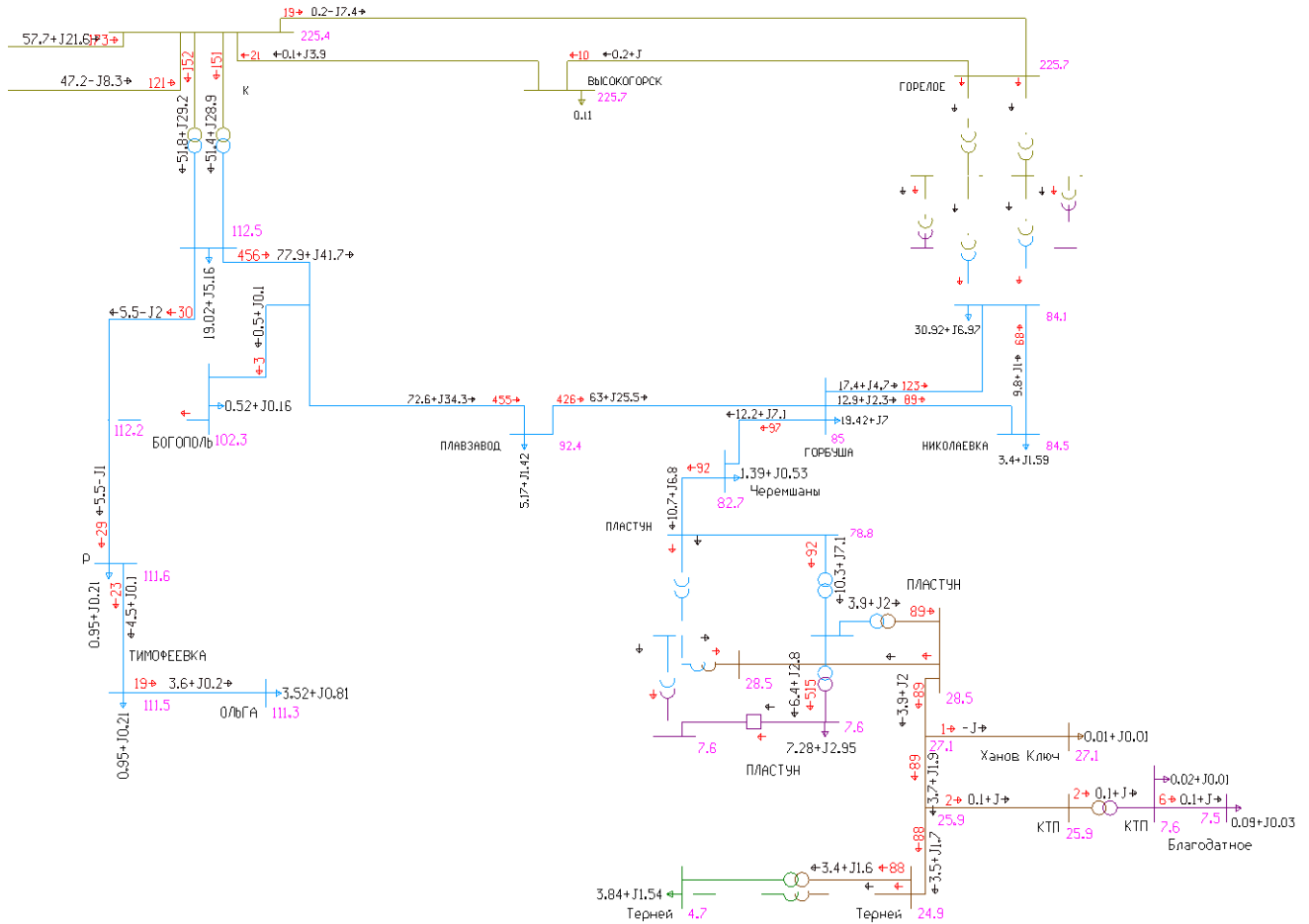


Рисунок 5.1.5 – Зимний максимум 2023 г. Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Горелое, аварийно отключен АТ-2 ПС 220 кВ Горелое (включен В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша, крайние положения РПН трансформаторов ПС 110 кВ Пластун - в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 9х1,78%, ПС 35 кВ Терней - в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 6х1,5%)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

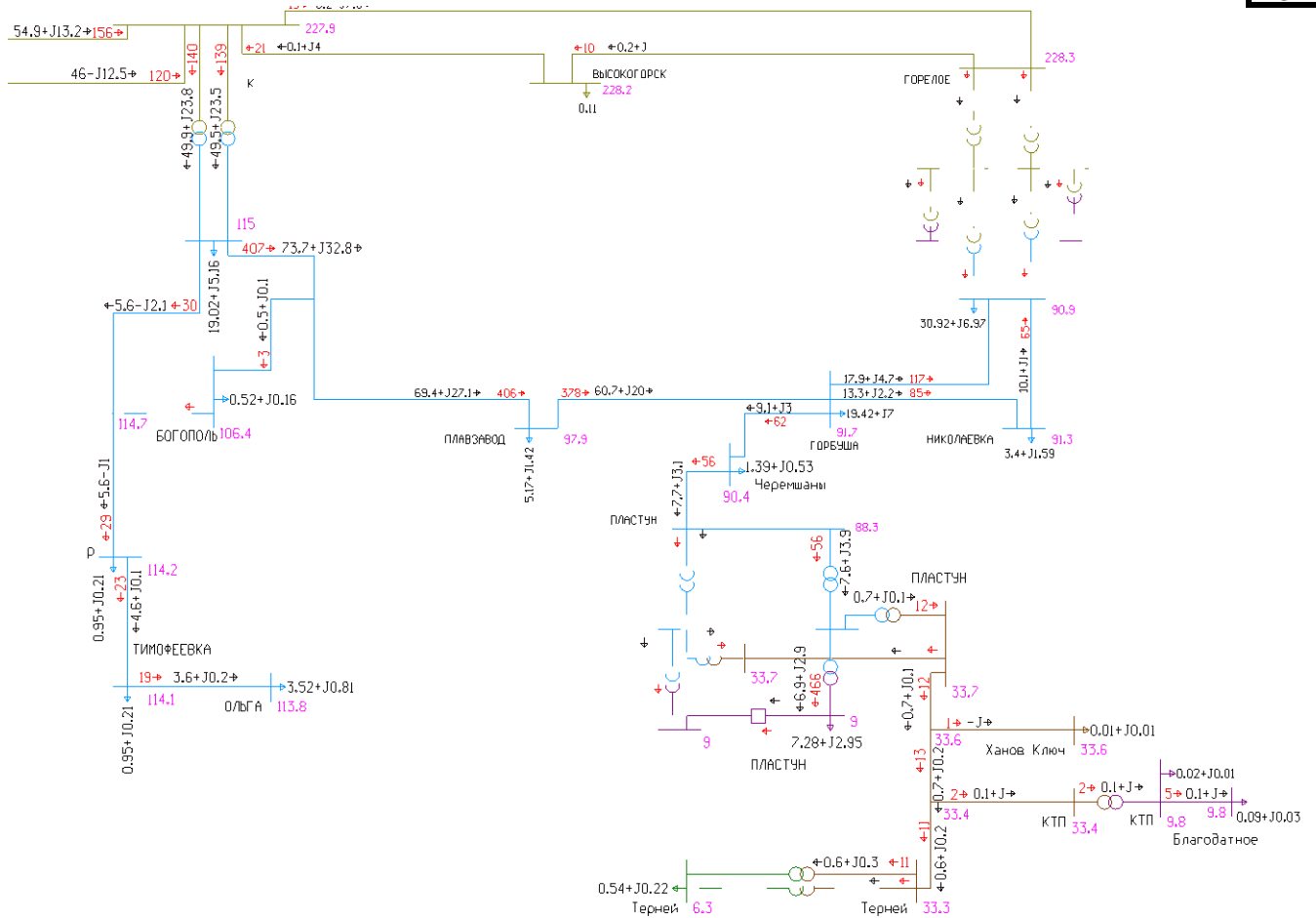


Рисунок 5.1.6 – Зимний максимум 2023 г. Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Горелое, аварийно отключен АТ-2 ПС 220 кВ Горелое (включен В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша, крайнее положение РПН трансформатора ПС 110 кВ Пластун - в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 9х1,78%, ПС 35 кВ Терней - в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 4х1,5%, ОН 3,3 МВт на ПС 35 кВ Терней)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

5.2 Расчеты электрических режимов на зимний максимум 2027 года

Зима, максимум, 2027 г.

2-й период – перспектива развития.

Перечень рассмотренных аварийных отключений (далее - А.О.) и результаты расчетов электрических режимов сети 6,10 - 110 кВ для нормальной схемы, ремонтных схем и послеаварийных режимов в результате А.О. в зимний максимум нагрузки первого года эксплуатации сведены в таблицу 5.2.1.

Результаты расчета режима для нормальной схемы в графическом виде приведены на рисунке 5.2.1. Анализ полученных результатов расчета показал, что недопустимых отклонений параметров режима не выявлено.

Результаты расчетов наиболее характерных послеаварийных режимов и режимов с недопустимыми отклонениями параметров режима от допустимых значений в графическом виде приведены на рисунках 5.2.2 – 5.2.7.

Проведенные расчеты выявили возможность отклонений параметров режима из области допустимых значений в следующих ситуациях:

1. А.О. ВЛ 110 кВ Горелое – Горбуша при ремонте ВЛ 110 кВ Горелое - Николаевка (режим № 8 таблица 5.2.1, рисунок 5.2.3).

В данном режиме учитывается включение нормально отключенного В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша с целью резервирования потребителей. По результатам расчета выявлено снижение напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Пластун более чем на 10 % от Уном до 8,75 кВ, ПС 35 кВ КТП до 8,97 кВ, ПС 10 кВ Благодатное до 8,96 кВ, шине 6 кВ ПС 35 кВ Терней более чем на 10 % от Уном до 5,16 кВ. Для повышения напряжения до допустимого уровня необходимо использовать РПН. В исследуемой ситуации достаточно изменить положение переключателя РПН включенного трансформатора ПС 110 кВ Пластун на 6х1,78 % в сторону снижения Увн (режим № 8.1 таблица 5.2.1, рисунок 5.2.4).

2. А.О. АТ-2 (1) ПС 220 кВ Горелое при ремонте АТ-1 (2) ПС 220 кВ Горелое.

В данном режиме учитывается включение нормально отключенного В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша с целью резервирования потребителей.

В данном режиме выявлено недопустимое снижение напряжения ниже критических значений и даже ниже $0,5 \cdot \text{Уном}$ в районе ПС 110 кВ Пластун, что приводит к аварийному завершению итерационного процесса расчета режима без получения установившегося режима. Расчетами подтверждается недопустимость включения нормально отключенного В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша по причине выхода параметров режима из области допустимых значений. Для применения данного мероприятия необходимо поэтапное включение нагрузки дежурным персоналом после включения в послеаварийном режиме нормально отключенного В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша.

Без учета сооружаемой КВЛ 35 кВ Пластун – Терней с отпайками и включении остальных потребителей в данном режиме напряжение на шинах 110 кВ ПС Пластун повысилось до 83,5 кВ, но ниже аварийно допустимого значения, токовые загрузки выше ДДТН:

– ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от ПС К до отпайки) – 119,4 % от ДДТН без превышения АДТН;

– ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от отпайки до ПС

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	2223-ЭР.ТЧ	Лист
							20

Плавзавод) – 119,0 % от ДДТН без превышения АДТН;

- ВЛ 110 кВ Горбуша – Плавзавод - 110,6 % ДДТН без превышения АДТН.

Также в данном режиме на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Пластун напряжение увеличилось до 7,45 кВ, но не достигло $0,9 \times U_{ном}$ (режим № 10.1 таблица 5.2.1, рисунок 5.2.5).

Для ввода параметров режима в допустимую область рассмотрено применение РПН. В результате изменения положения переключения РПН в крайнее положение - в сторону снижения напряжения на стороне ВН на $9 \times 1,78\%$ на ПС 110 кВ Пластун, напряжение на шинах 110 кВ ПС Пластун снизилось до 82,7 кВ, на шинах 10 кВ увеличилось до 8,34 кВ, но не достигло $0,9 \times U_{ном}$ (режим № 10.2 таблица 5.2.1, рисунок 5.2.6).

При этом токовые загрузки повысились:

- ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от ПС К до отпайки) – 120,6 % от ДДТН без превышения АДТН;

- ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от отпайки до ПС Плавзавод) – 120,2 % от ДДТН без превышения АДТН;

- ВЛ 110 кВ Горбуша – Плавзавод - 111,8 % ДДТН без превышения АДТН.

Для повышения напряжения ПС 110 кВ Пластун на шинах 110 кВ выше аварийно допустимого значения и на шинах 10 кВ выше $0,9 \times U_{ном}$ необходимо включить сторонами ВН и НН нормально отключенный трансформатор ПС 110 кВ Пластун с крайним положением РПН - в сторону снижения напряжения на стороне ВН на $9 \times 1,78\%$, и дополнительно отключить 0,8 МВт нагрузки на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Пластун.

В данном режиме на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Пластун напряжение увеличилось до 85,0 кВ, на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Пластун напряжение увеличилось до 9,00 кВ (режим № 10.3 таблица 5.2.1, рисунок 5.2.7).

В данном режиме токовые загрузки составят:

- ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от ПС К до отпайки) – 117,7 % от ДДТН без превышения АДТН;

- ВЛ 110 кВ К - Плавзавод с отпайкой на ПС Богополь (участок от отпайки до ПС Плавзавод) – 117,3 % от ДДТН без превышения АДТН;

- ВЛ 110 кВ Горбуша – Плавзавод - 109,0 % ДДТН без превышения АДТН.

Устранение оставшихся токовых загрузок выше ДДТН выполняется действиями оперативного персонала по местным инструкциям. Стоит отметить, что фактическая пропускная способность в зимних режимах выше, чем принято в расчетах для температуры наружного воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ и чем полученные расчетные значения токовой загрузки, поэтому загрузки сверх ДДТН в данном режиме не будет.

Таким образом, величина передаваемой мощности по ВЛ 110 кВ Горбуша – Плавзавод, допустимая в данном режиме, составляет 63,4 МВт. Для обеспечения данной величины необходимо отключить В 35 нормально включенного трансформатора ПС 110 кВ Пластун (отключится сооружаемая КВЛ 35 кВ Пластун – Терней с отпайками), включить сторонами ВН и НН нормально отключенный трансформатор ПС 110 кВ Пластун, на РПН трансформаторов ПС 110 кВ Пластун задействовать крайние положения - в сторону снижения напряжения на стороне ВН на $9 \times 1,78\%$, отключить 0,8 МВт нагрузки на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Пластун (допустимая нагрузка составляет 7,08 МВт). Остальных потребителей (ПС 110 кВ Черемшаны, Горбуша, Николаевка, ПС 220 кВ Горелое) допустимо подключить в полном объеме.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	2223-ЭР.ТЧ		21	

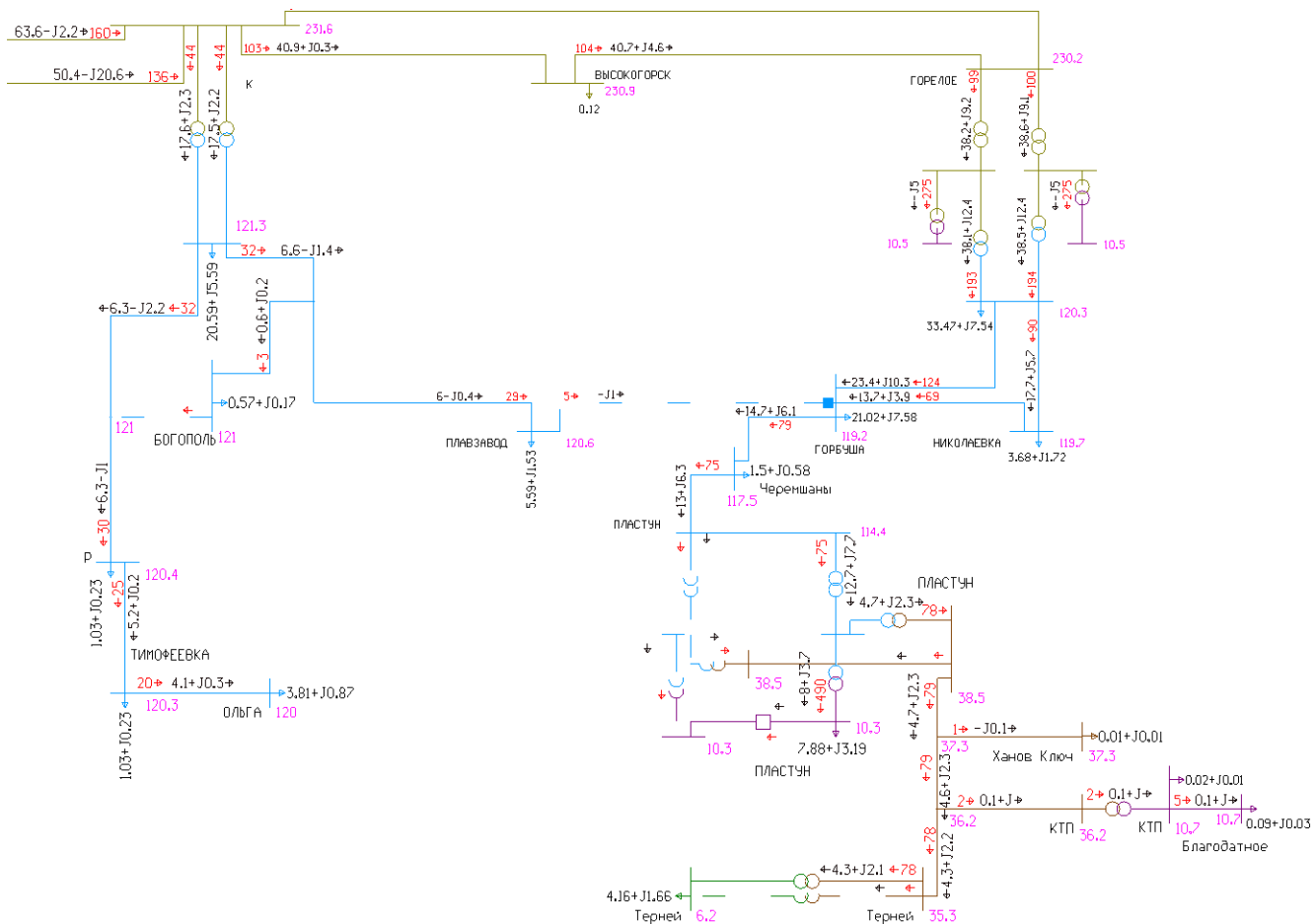


Рисунок 5.2.1 – Зимний максимум 2027 г. Нормальная схема

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

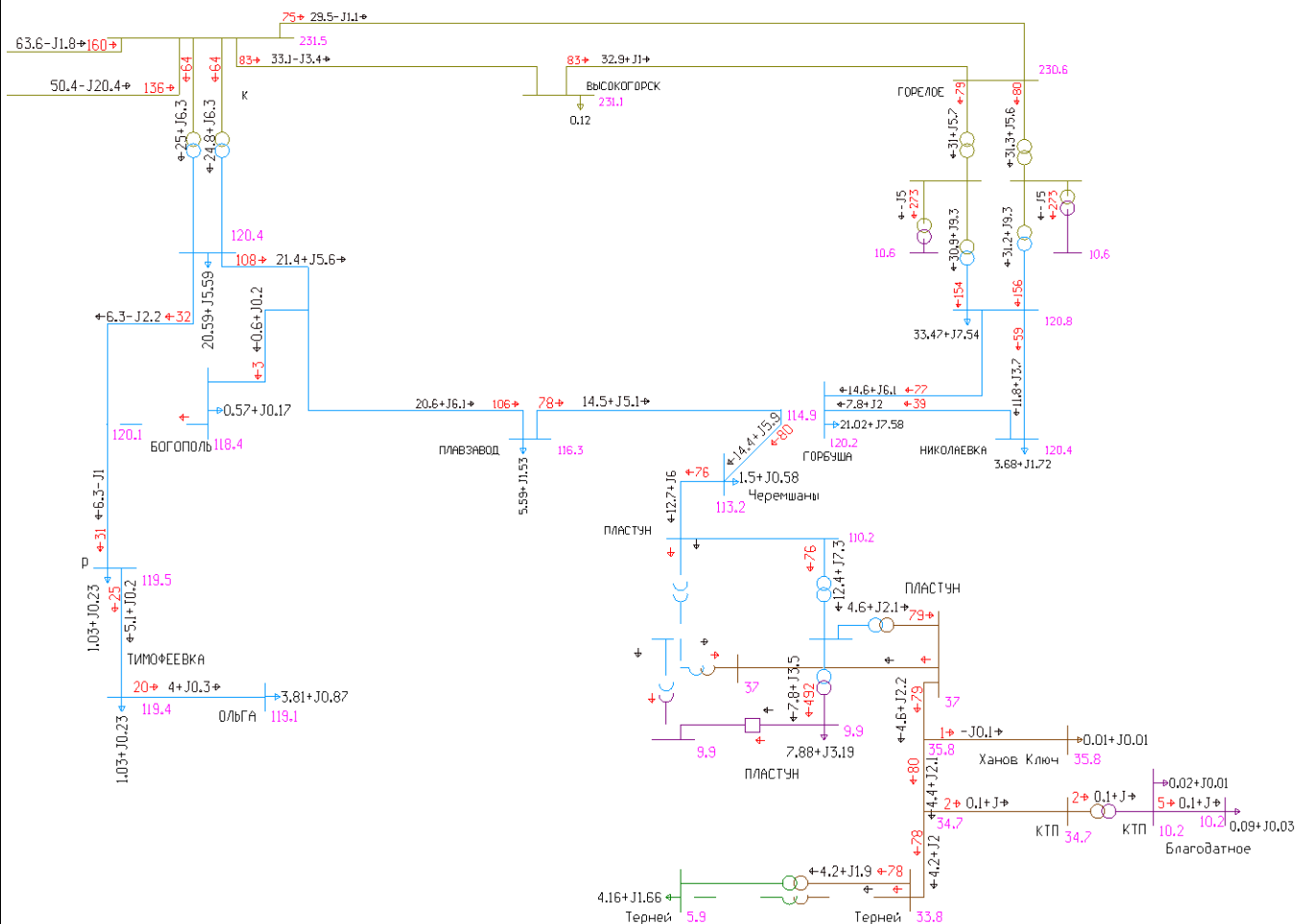


Рисунок 5.2.2 – Зимний максимум 2027 г. Ремонт В 110 Черемшаны - Пластун ПС 110 кВ Горбуша с установкой ремонтной перемычки на опоре №1 ВЛ 110 кВ Горбуша - Пластун с отпайкой на ПС Черемшаны и ВЛ 110 кВ Горбуша - Плазавод (включен В 110 Плазавод на ПС 110 кВ Горбуша)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2223-ЭР.ТЧ	Лист 24
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

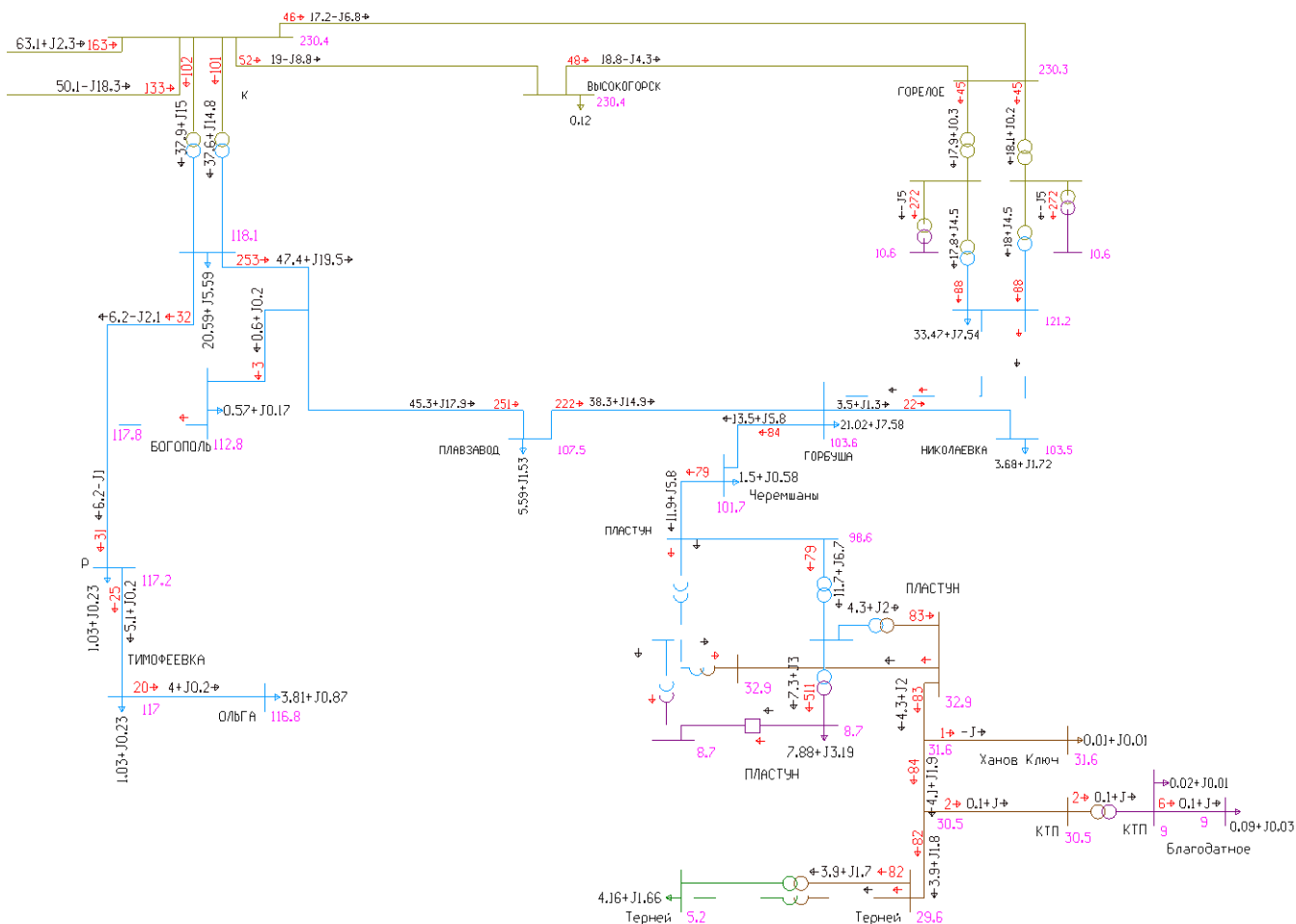


Рисунок 5.2.3 – Зимний максимум 2027 г. Ремонт ВЛ 110 кВ Горелое - Николаевка, аварийно отключена ВЛ 110 кВ Горелое – Горбуша (включен В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша)

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

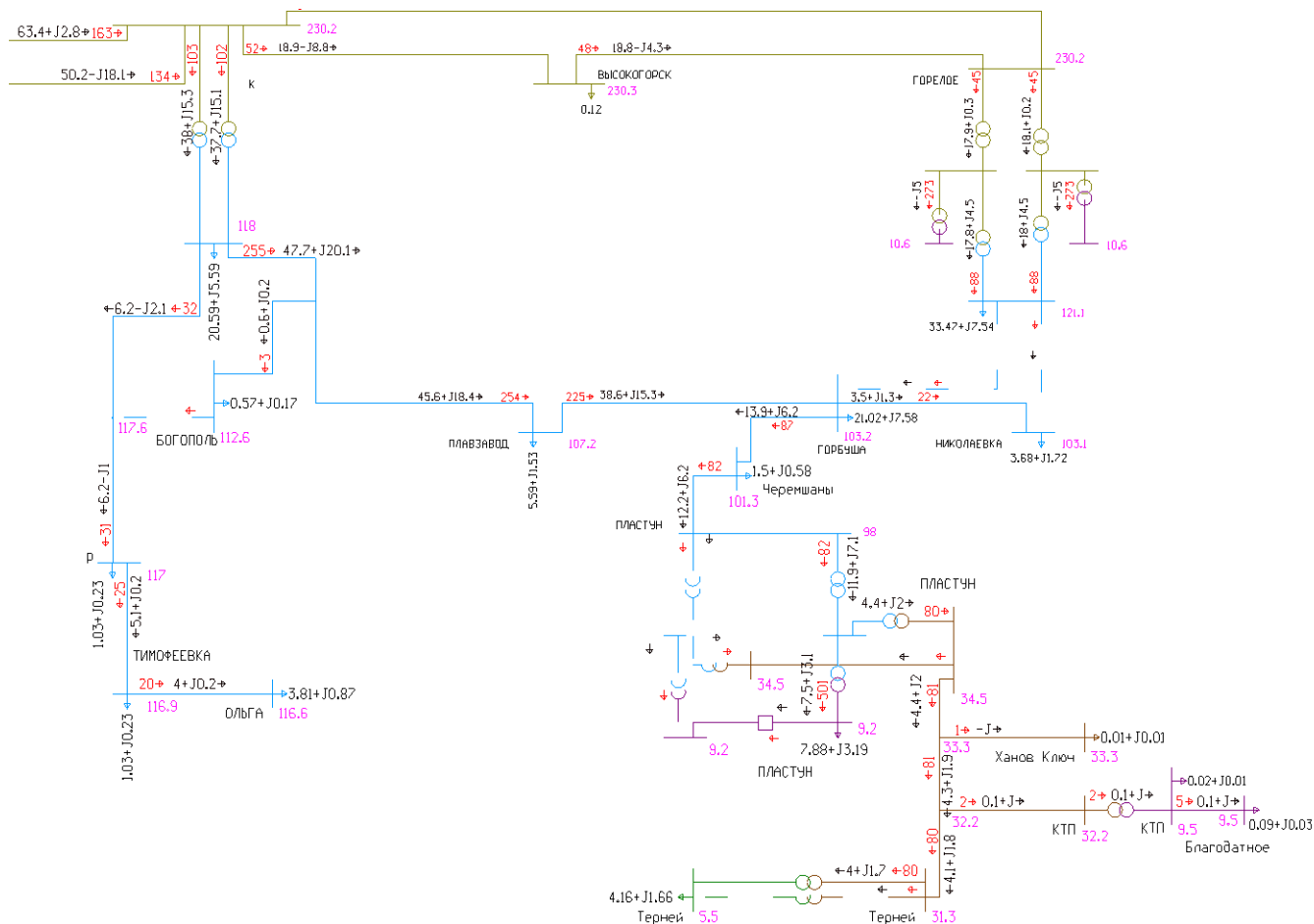


Рисунок 5.2.4 – Зимний максимум 2027 г. Ремонт ВЛ 110 кВ Горелое - Николаевка, аварийно отключена ВЛ 110 кВ Горелое – Горбуша (включен В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша, изменено положение РПН включенного трансформатора ПС 110 кВ Пластун в сторону снижения напряжения на стороне ВН на бх1,78%)

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

2223-ЭР.ТЧ

Лист

26

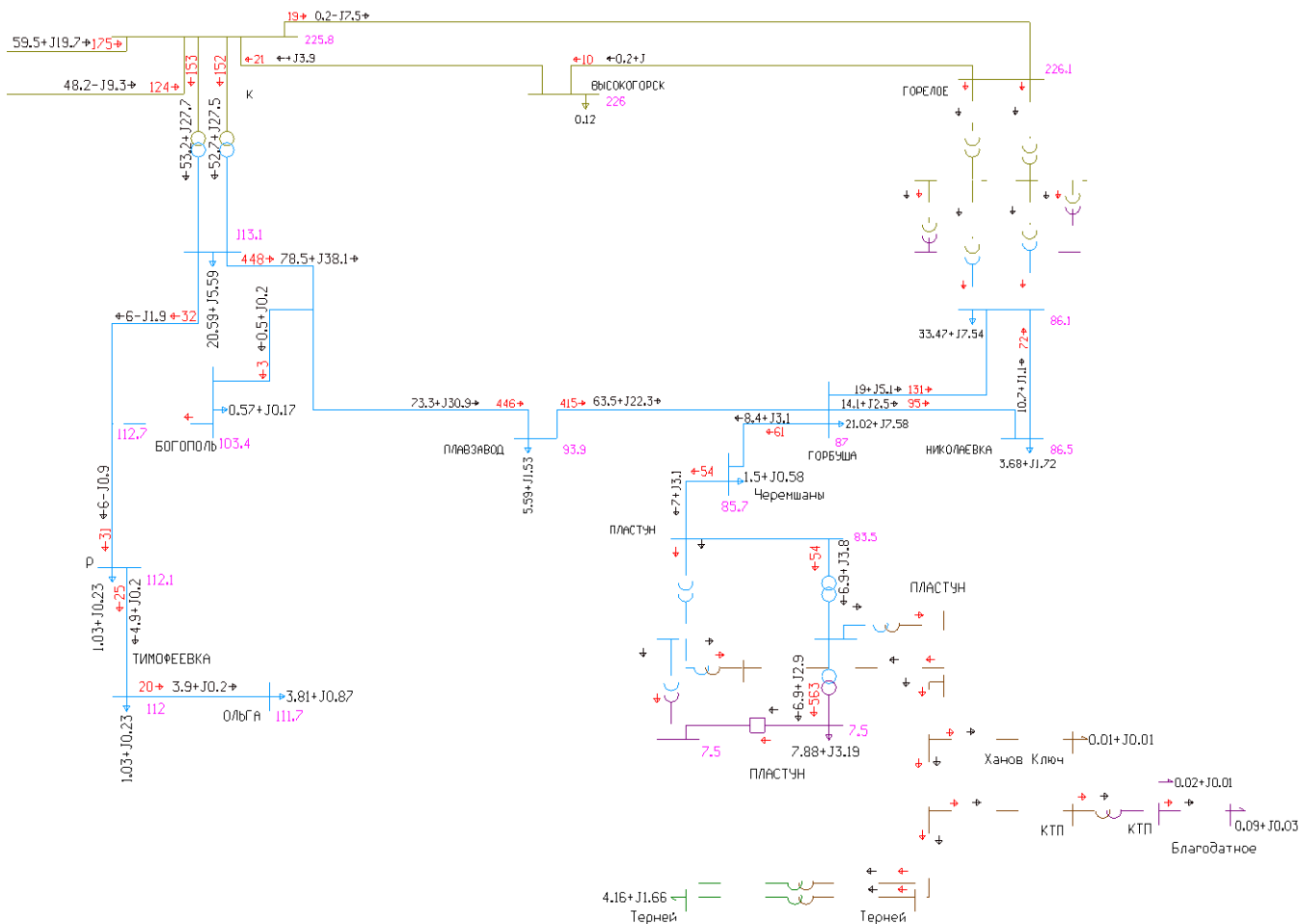


Рисунок 5.2.5 – Зимний максимум 2027 г. Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Горелое, аварийно отключен АТ-2 ПС 220 кВ Горелое (включен В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша, отключен В 35 включенного трансформатора ПС 110 кВ Пластун)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2223-ЭР.ТЧ	27

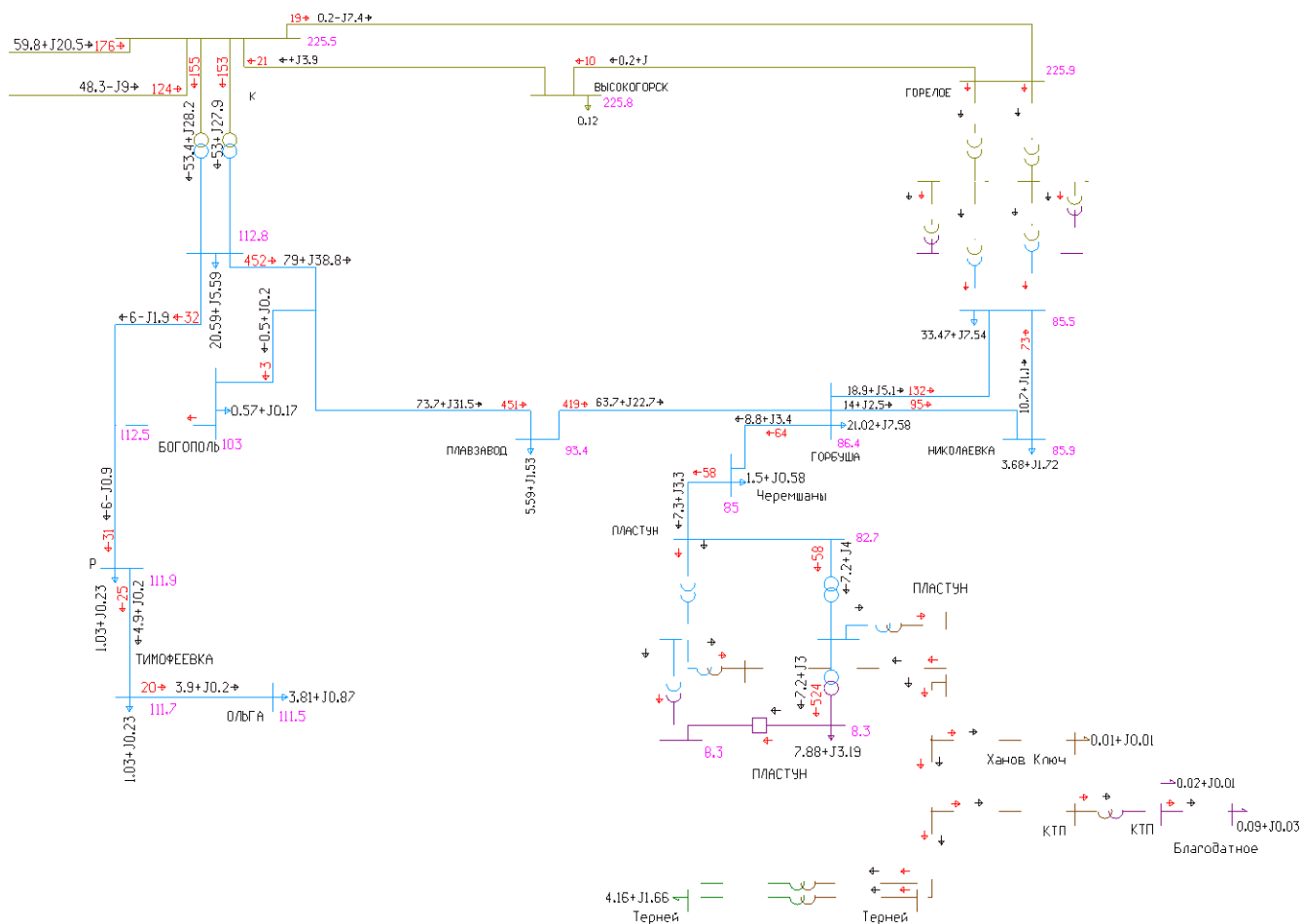


Рисунок 5.2.6 – Зимний максимум 2027 г. Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Горелое, аварийно отключен АТ-2 ПС 220 кВ Горелое (включен В 110 Пластун на ПС 110 кВ Горбуша, отключен В 35 включенного трансформатора ПС 110 кВ Пластун, крайнее положение РПН включенного трансформатора ПС 110 кВ Пластун - в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 9х1,78%)

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

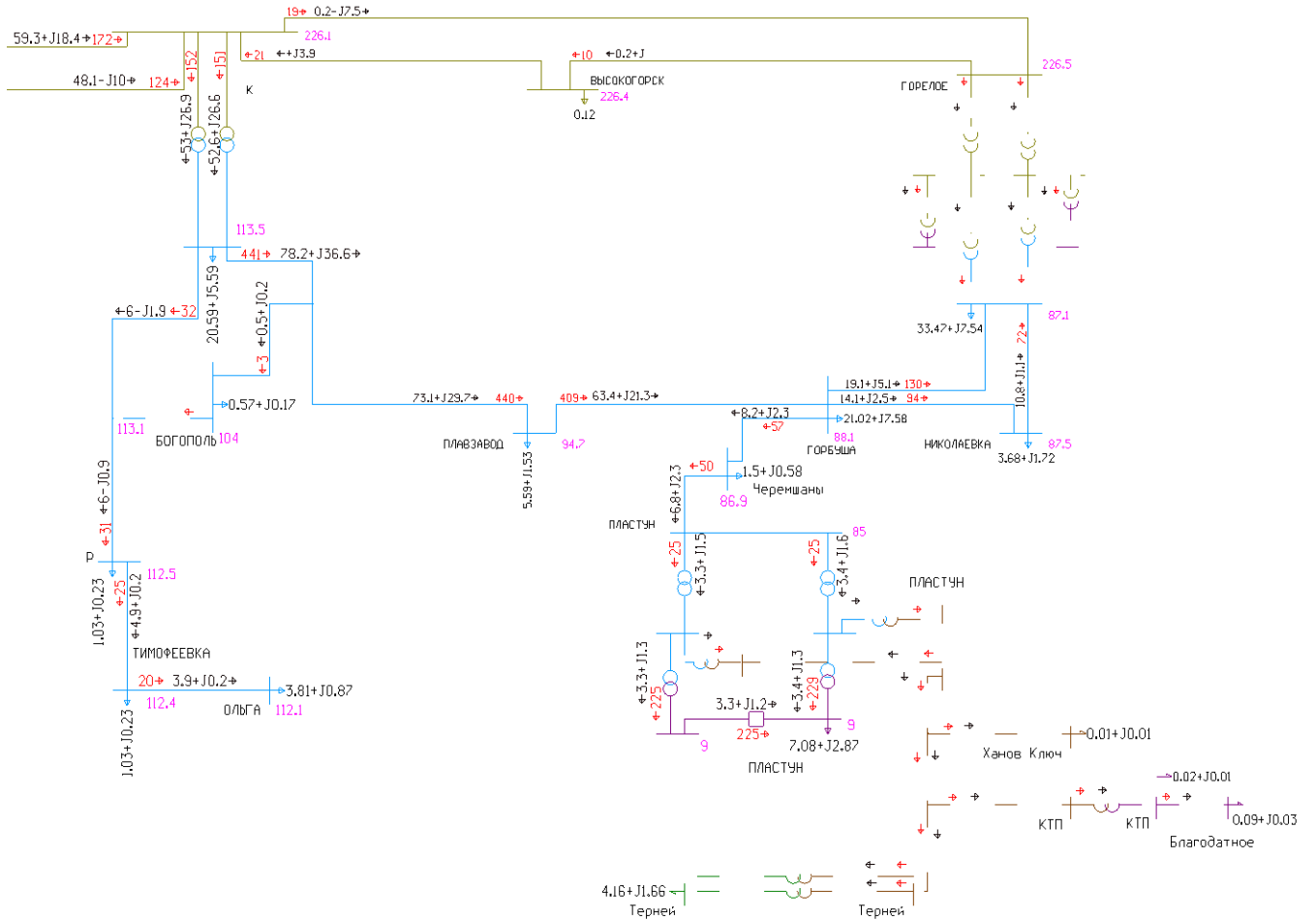


Рисунок 5.2.7 – Зимний максимум 2027 г. Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Горелое, аварийно отключен АТ-2 ПС 220 кВ Горелое (включен В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша, отключен В 35 включенного трансформатора ПС 110 кВ Пластун, включен сторонами ВН и НН нормально отключенный трансформатор ПС 110 кВ Пластун, крайнее положение РПН трансформаторов ПС 110 кВ Пластун - в сторону снижения напряжения на стороне ВН на 9х1,78%, ОН 0,8 МВт на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Пластун)

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ЭР.ТЧ

Лист

29

6. Расчеты токов короткого замыкания

Для определения необходимости установки устройств ограничения токов короткого замыкания, замены выключателей в прилегающей к ПС 110 кВ Пластун электрической сети 6,10 - 110 кВ выполнены расчеты токов короткого замыкания исследуемого энергорайона на перспективу до 2027 г. В связи с отсутствием на всю рассматриваемую перспективу изменений в электросетевой инфраструктуре района, питаемого от ПС 220 кВ К и Горелое (кроме объектов по данному титулу), а также отсутствием объектов по производству электрической энергии, подключаемых на параллельную работу с ЕЭС России, расчеты токов короткого замыкания на 2023 и 2027 гг одинаковы.

Расчетные параметры схемы замещения для расчетов токов к.з приведены на рисунке 6.1.

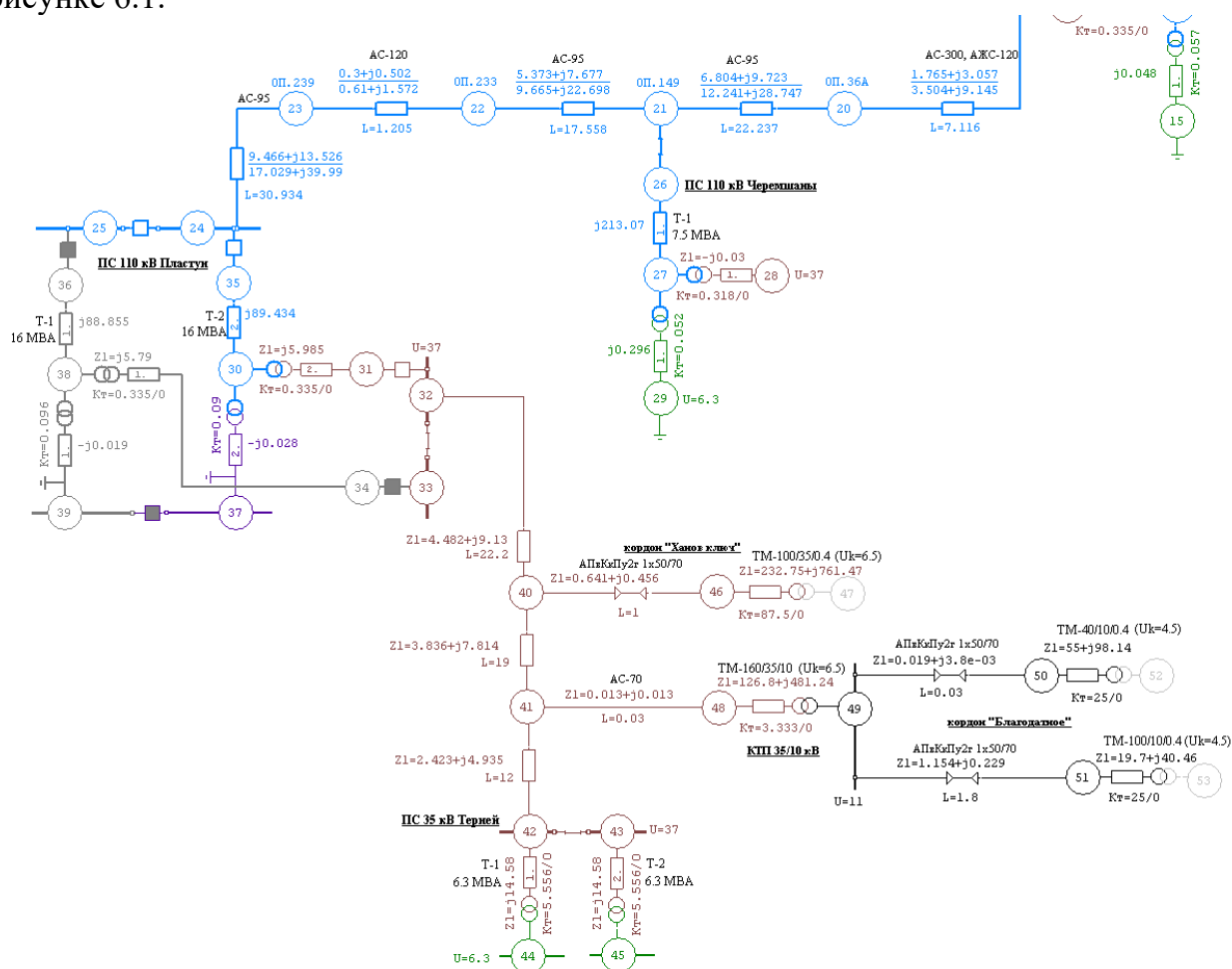


Рисунок 6.1 – Расчетные параметры схемы замещения для расчетов токов к.з

Результаты расчетов представлены в таблице 6.1.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица 6.1 - Уровни токов короткого замыкания до 2027 г

Наименование объекта	Точка подключения выключателя	J _{откл.} выключателя, кА	Тип существующего выключателя	Ток, к.з., кА	
				Трехфазн. I (3)	Однофазн. I (1)
ПС 110 кВ Пластун, Т-1 16 МВА	РУ 110 кВ 1 сек.	20	МКП-110М-630	1,035	1,122
	РУ 35 кВ 1 сек.	>1	Нов.	0,971	
	РУ 10 кВ 1 сек.	20	ВМПП-10/630	5,004	
ПС 110 кВ Пластун, Т-2 16 МВА	РУ 110 кВ 2 сек.	20	МКП-110М-630	1,035	1,122
	РУ 35 кВ 2 сек.	>1	Нов.	0,971	
	РУ 10 кВ 2 сек.	20	ВВ/TEL-10-20/1600	5,004	
ПС 35 кВ Терней Т-1 6,3 МВА (Т-2 6,3 МВА)	РУ 35 кВ 1 (2) сек	>1	Нов.	0,474	
	РУ 6 кВ 1 (2) сек.	>2,5	Нов.	2,022	
Отпайка кордон «Ханов ключ»	35 кВ	>1	Нов.	0,666	
Отпайка к КТП 35/10 кВ	35 кВ	>1	Нов.	0,537	
	10 кВ	>1	Нов.	0,136	
КТП 35/10 кВ - КПП	10 кВ	>1	Нов.	0,136	
КТП 35/10 кВ – кордон «Благодатное»	10 кВ	>1	Нов.	0,135	
ТС-100/35/04 ПС кордон «Ханов ключ»	0,4 кВ	>2,5	Нов.	2,323	0,518
ТС-40/10/04 ПС кордон «Благодатное»	0,4 кВ	>4	Нов.	1,033	3,671
ТС-100/10/04 ПС кордон Благодатное»	0,4 кВ	>10	Нов.	1,763	9,167

Примечание: Расчеты однофазных ТКЗ на стороне 0,4 кВ выполнены вручную, учитывая применение трансформаторов 35/0,4 кВ и 10/0,4 кВ со схемой соединения D/Yн.

По результатам расчетов токов короткого замыкания отключающая способность выключателей должна быть не менее на ПС 110 кВ Пластун: 110 кВ – 1,122 кА, 35 кВ – 0,971 кА; 10 кВ – 5,004 кА, на ПС 35 кВ Терней: 35 кВ – 0,474 кА, 6 кВ – 2,022 кА, на ПС

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

2223-ЭР.ТЧ

Лист

31

35 кВ КТП: 35 кВ – 0,537 кА, 10 кВ – 0,136 кА., на ПС 35 кВ Ханов ключ: 35 кВ – 0,666 кА, на вводе 10 кВ кордон «Благодатное» - 0,135 кА.

Замена существующих выключателей 10, 110 кВ, а также установка устройств ОТКЗ в районе ПС 110 кВ Пластун не требуется.

Таблица 6.2 – Отчет по расчетам токов КЗ из программы АРМ-СРЗА

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)		
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)
U=113.8/0		Z1=27.152+j57.413	Z2=27.152+j57.413	Z0=7.542+j49.637		
24-	ПЛАСТУН_110-2	1035 115	374 111	374 111	1122 111	
23	ОП.239	1035 115	374 111	374 111	485 122	
25	ПЛАСТУН_110-1	0 0	0 0	0 0	0 0	
35		0 0	0 0	0 0	655 102	
U=113.8/0		Z1=27.152+j57.413	Z2=27.152+j57.413	Z0=7.542+j49.637		
25-	ПЛАСТУН_110-1	1035 115	374 111	374 111	1122 111	
24	ПЛАСТУН_110-2	1035 115	374 111	374 111	1122 111	
U=38.1/0		Z1=3.047+j22.465	Z2=3.047+j22.465	Z0=0.000-j-0.000		
32-	ПЛАСТУН_35-1	971 98	0 0	0 0	0 0	
31		971 98	0 0	0 0	0 0	
33	ПЛАСТУН_35-2	0 0	0 0	0 0	0 0	
40		0 0	0 0	0 0	0 0	
U=10.2/-0		Z1=0.220+j1.161	Z2=0.220+j1.161	Z0=0.000-j-0.000		
37-		5004 101	-	-	-	
0	Нейтраль (*)	0 0	-	-	-	
30,2	ПЛАСТУН Т-2 16 М	5004 101	-	-	-	
U=38.1/0		Z1=7.529+j31.595	Z2=7.529+j31.595	Z0=0.000-j-0.000		
40-		678 103	0 0	0 0	0 0	
32	ПЛАСТУН_35-1	678 103	0 0	0 0	0 0	
41		0 0	0 0	0 0	0 0	
46		0 0	0 0	0 0	0 0	
U=38.1/0		Z1=11.365+j39.409	Z2=11.365+j39.409	Z0=0.000-j-0.000		
41-		537 106	0 118	0 -54	0 -0	
40		537 106	0 0	0 0	0 0	
42	ТЕРНЕЙ_35-1	0 0	0 0	0 0	0 0	
48		0 0	0 118	0 -53	0 0	
U=38.1/-0		Z1=13.788+j44.344	Z2=13.788+j44.344	Z0=0.000-j-0.000		
42-	ТЕРНЕЙ_35-1	474 107	0 0	0 0	0 0	
41		474 107	0 0	0 0	0 0	
43	ТЕРНЕЙ_35-2	0 0	0 0	0 0	0 0	
44,1	ТЕРНЕЙ_6-1	0 0	0 0	0 0	0 0	
U=38.1/-0		Z1=13.788+j44.344	Z2=13.788+j44.344	Z0=0.000-j-0.000		
43-	ТЕРНЕЙ_35-2	474 107	0 0	0 0	0 0	
42	ТЕРНЕЙ_35-1	474 107	0 0	0 0	0 0	
45,2	ТЕРНЕЙ_6-2	0 0	0 0	0 0	0 0	
U=6.9/0		Z1=0.447+j1.909	Z2=0.447+j1.909	Z0=0.000-j-0.000		
44-	ТЕРНЕЙ_6-1	2022 103	0 0	0 0	0 0	
42,1	ТЕРНЕЙ_35-1	2022 103	0 0	0 0	0 0	
U=6.9/0		Z1=0.447+j1.909	Z2=0.447+j1.909	Z0=0.000-j-0.000		
45-	ТЕРНЕЙ_6-2	2022 103	0 0	0 0	0 0	
43,2	ТЕРНЕЙ_35-2	2022 103	0 0	0 0	0 0	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол.уч Лист №док. Подп. Дата

2223-ЭР.ТЧ

Лист

32

	$U=38.1/-0$	$Z1=8.170+j32.051$	$Z2=8.170+j32.051$	$Z0=0.000-j-0.000$	
46-		666 104	0 0	0 0	0 0
40		666 104	0 0	0 0	0 0
47		0 0	0 0	0 0	0 0

	$U=0.4/0$	$Z1=0.031+j0.104$	
47-		2323 107	
46		2323 107	

	$U=38.1/-0$	$Z1=11.378+j39.422$	$Z2=11.378+j39.422$	$Z0=0.000-j-0.000$	
48-		537 106	0 -142	0 -38	0 -104
41		537 106	0 -143	0 -38	0 -104
49		0 0	0 0	0 0	0 0

	$U=11.4/-0$	$Z1=12.439+j46.869$	$Z2=12.439+j46.869$	$Z0=0.000-j-0.000$	
49-		136 105	0 0	0 0	0 -180
48		136 105	0 0	0 0	0 0
50		0 0	0 0	0 0	0 180
51		0 0	0 0	0 0	0 0

	$U=11.4/-0$	$Z1=12.458+j46.873$	$Z2=12.458+j46.873$	$Z0=0.000-j-0.000$	
50-		136 105	0 -177	0 166	0 180
49		136 105	0 -177	0 166	0 180
52		0 0	0 0	0 0	0 0

	$U=11.4/-0$	$Z1=13.593+j47.098$	$Z2=13.593+j47.098$	$Z0=0.000-j-0.000$	
51-		135 106	0 0	0 0	0 0
49		135 106	0 0	0 0	0 0
53		0 0	0 0	0 0	0 0

	$U=0.5/0$	$Z1=0.108+j0.232$	
52-		1033 115	
50		1033 115	

	$U=0.5/0$	$Z1=0.053+j0.140$	
53-		1763 111	
51		1763 111	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

2223-ЭР.ТЧ

Лист

33

7. Выбор марки и сечения провода

В данном разделе для сооружаемой КВЛ 35 кВ Пластун – Терней с отпайками выполнено обоснование выбора сечения провода ВЛ по экономической плотности тока, на основании расчета падения напряжения, и по пропускной способности провода. Тип применяемого провода АСку определен в томе 2223-ОТР.

Протяженность КВЛ 35 кВ Пластун - Терней с отпайками составляет 59,7 км.

Выбор сечения провода КВЛ 35 кВ Пластун - Терней с отпайками по экономической плотности тока выполнен в соответствии с методикой, изложенной в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ). Сечение проводов ВЛ 35 кВ в сельской местности, питающих понижающие подстанции 35/6 - 10 кВ с трансформаторами с регулированием напряжения под нагрузкой, должно выбираться по нормируемой плотности тока, рекомендованной ПУЭ. Суммарное сечение (F) проводов фазы, проектируемой ЛЭП, определяется выражением (7).

$$F = I_p / J_n, \quad (7), \text{ где:}$$

I_p – расчетная токовая нагрузка, А;

J_n – нормированная плотность тока, А/мм².

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т. е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается.

Нормированная плотность тока зависит от числа часов использования максимума нагрузки.

Число часов использования максимума нагрузки (T_{\max}) определяется по формуле

$$T_{\max} = W_{\text{год}} / R_{\text{макс}}, \quad (8), \text{ где:}$$

$W_{\text{год}}$ – годовой объем потребления электроэнергии пгт. Терней, принимаемый как планируемый в 2022 г суммарный объем поданной электроэнергии в сеть в соответствии с письмом Министерства энергетики и газоснабжения Приморского края от 15.11.2021 № 45/3115 (приложение Б) – 8338,056 МВт*ч;

$R_{\text{макс}}$ – максимальная зафиксированная активная нагрузка в соответствии с письмом о нагрузках пгт. Терней (приложение А) – 2,5 МВт.

$$T_{\max} = 8338,056 / 2,5 = 3335,2 \text{ ч.}$$

При числе часов использования максимума нагрузки более 3000 часов в год и до 5000 часов в год для алюминиевых проводников J_n составляет 1,1 А/мм².

По методике ПУЭ расчетную токовую нагрузку (I_p) при выборе сечений проводов ВЛ 35 кВ рекомендуется принимать на перспективу в 5 лет, считая от года ввода ВЛ в эксплуатацию.

$$I_p = I_5, \quad (8), \text{ где:}$$

I_5 – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном эксплуатационном режиме, определяемый по расчетным длительным перетокам мощности;

Расчетная токовая нагрузка линии $I_p = 79$ А, принята по схеме потокораспределения в нормальном режиме 2027 года. Данному значению токовой нагрузки соответствует сечение проводов $F = 79 / 1,1 = 71,82$ мм². При таком расчетном сечении для КВЛ 35 кВ Пластун - Терней с отпайками может быть использован провод с сечением 95 мм².

В соответствии с выполненными расчетами режимов в разделе 5.1 и 5.2 установлено, что для поддержания допустимого уровня напряжения необходимо использовать крайние положения РПН трансформаторов на ПС 110 кВ Пластун и на ПС

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

2223-ЭР.ТЧ

Лист

34

35 кВ Терней при большем сечении провода – 120 мм². Поэтому сечение 95 мм² не приемлемо по условию обеспечения допустимых уровней напряжения.

В соответствии с таблицей 3.1 ДДТН/АДТН при t=+25°C провода АСку сечением 120 мм² составляет 528/619 А, что превышает возможную токовую загрузку в ремонтных и послеаварийных режимах, приведенную в таблицах 5.1.1 и 5.2.1. Следовательно, по условию пропускной способности провод сечением 120 мм² допустим.

Таким образом, учитывая необходимость поддержания допустимых уровней напряжения и вероятную перспективу роста нагрузки за пределами рассматриваемого временного горизонта 2027 г, к использованию для сооружаемой КВЛ 35 кВ Пластун – Терней с отпайками выбирается провод АСку сечением 120 мм².

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	2223-ЭР.ТЧ		Лист
											35

8. Выводы

1. По результатам расчетов электрических режимов не выявлены перегрузки электросетевого оборудования при нормативных возмущениях как в нормальных, так и в ремонтных схемах на зимний максимум 2023 и 2027 годов. Анализ загрузки оборудования представлен в разделах 5.1- 5.2.

2. Максимальная токовая загрузка трансформатора 16 МВА ПС 110 кВ Пластун составляет 82 А по обмотке ВН, 80 А по обмотке СН, 567 А по обмотке НН, трансформатора 6,3 МВА ПС 35 кВ Терней составляет 80 А по обмотке ВН, 442 А по обмотке НН. Максимальная токовая загрузка КВЛ 35 кВ Пластун – Терней составляет 81 А.

3. По результатам расчетов электрических режимов на зимний максимум 2023 и 2027 годов выявлено недопустимое снижение напряжения ниже $0.9 \cdot U_{ном}$ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Пластун, ПС 35 кВ КТП, ПС 10 кВ Благодатное, шине 6 кВ ПС 35 кВ Терней. Анализ уровней напряжений представлен в разделах 5.1 - 5.2.

В целях обеспечения допустимых уровней напряжения необходимо использовать РПН устанавливаемых трансформаторов. Типового диапазона РПН $\pm 9 \times 1,78\%$ в нейтрали ВН для трансформатора 110/35/10 кВ и РПН $\pm 6 \times 1,5\%$ в нейтрали ВН для трансформатора 35/10 (6) кВ достаточно.

4. В целях обеспечения допустимых уровней напряжения в сети 6-110 кВ района размещения ПС 110 кВ Пластун необходимо поэтапное включение нагрузки дежурным персоналом после включения в послеаварийном режиме нормально отключенного В 110 Плавзавод на ПС 110 кВ Горбуша.

5. По результатам расчетов токов короткого замыкания отключающая способность выключателей должна быть не менее на ПС 110 кВ Пластун: 110 кВ – 1,122 кА, 35 кВ – 0,971 кА; 10 кВ – 5,004 кА, на ПС 35 кВ Терней: 35 кВ – 0,474 кА, 6 кВ – 2,022 кА, на ПС 35 кВ КТП: 35 кВ – 0,537 кА, 10 кВ – 0,136 кА., на ПС 35 кВ Ханов ключ: 35 кВ – 0,666 кА, на вводе 10 кВ кордон «Благодатное» - 0,135 кА.

Замена существующих выключателей 10, 110 кВ, а также установка устройств ОТКЗ в районе ПС 110 кВ Пластун не требуется.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	2223-ЭР.ТЧ		Лист
											36



**АДМИНИСТРАЦИЯ ТЕРНЕЙСКОГО
МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА
ПРИМОРСКОГО КРАЯ**

ул. Ивановская, 2, пгт. Терней, 692150

телефон: 31-1-64, 31-4-01

факс: 31-4-01

obch_ter@mail.primorye.ru

18.11.2021 № 3583
На СИ-25-24-690 от 10.11.2021 г.

АО «Ленгидропроект»

Заместителю главного
инженера

С.В. Инишеву

РФ, 197227, г. Санкт-

Петербург, проспект

Испытателей, д. 22

Уважаемый Станислав Вадимович!

Администрация Тернейского муниципального округа на Ваш запрос сообщает следующее:

1. Максимальная электрическая нагрузка потребителей, планируемых к ПС 35 кВ Терней, в зимний период будет составлять (согласно данным Тернейского района электроснабжения): ночь – 1,2-1,3 МВт; день – 1,9-2,1 МВт; праздничные дни – 2,4-2,5 МВт.

2. Максимальная электрическая нагрузка потребителей, планируемых к ПС 35 кВ Терней, в летний период будет составлять: ночь – 600 кВт, день – 1,8 МВт.

3. Полезный отпуск энергии согласно данным Тернейского участка электроснабжения объем полезного отпуска электроэнергии потребителям пгт. Терней за 2020 год составил 7 077,32 тыс. кВт/час.

4. Понижающие коэффициенты мощности для роста потребления мощности рассчитать не можем, т.к. в структуре администрации нет энергетиков.

5. Рост потребления мощности (в связи с изменением проектов на 18.11.2021 г.) принимать:

На территории пгт. Терней планируется строительство:

п/п	Объект, наименование	Мощность (кВт)	Дата ввода (квартал/год)
1	физкультурно-оздоровительного комплекса потребляемая мощность согласно проекту	120	3/2023
2	строительство цеха по рыбопереработке – 350 кВт; (ввод объекта в четвертом квартале 2023 года.)	350	4/2023
3	строительство спортивных площадок (4 шт), благоустройство	80	2/2022
4	строительство спортивных площадок (2 шт), благоустройство	40	2/2023

5	строительство жилья и лабораторного, гостиничного комплексов для Сихотэ – Алинского государственного биосферного заповедника (ввод поэтапно в 2022 году и в 2023 годах.)	380 (указана общая мощность на 2 года)	2/2022 и 2/2023
6	строительство рыбоперерабатывающего цеха	150	4/2022
7	освещение улично-дорожной сети	45	1/2022
	освещение улично-дорожной сети	45	1/2023
8	прочее увеличение потребности	150	4/2022
9	строительство врачебной амбулатории (детское и взрослое подразделение, расчётной мощностью 180 посещений в сутки).	120	4/2022
10	строительство осетрового рыбоперерабатывающего завода	250	3/2023
11	строительство молокозавода	120	3/2023
12	строительство государственного рыбоперерабатывающего завода, II-й этап	250	4/2023
13	2 цеха деревообработки	240	3/2022
14	2 цеха деревообработки	240	2/2023
	Итого	2580	

Всего планируемый рост потребления электрической энергии – 2580 кВт (2,58 МВт)

Строительство ВЛ в целях обеспечения электроснабжения пгт. Терней от энергосистемы Приморского края позволит повысить надежность энергообеспечения и снизить затраты краевого бюджета на субсидирование разницы тарифов на электроэнергию для населения и закупку дизельного топлива. Послужит стимулом для развития предпринимательской деятельности, положительно повлияет на конкурентоспособность производимых товаров. В связи с отсутствием запаса мощности выработки электроэнергии, строительство некоторых объектов, предусмотренных федеральными программами (например, объекты заповедника, здравоохранения, рыбоперерабатывающего завода и др.) будет невозможно без присоединения к ПС 35 кВ.

И.о. главы администрации
Тернейского муниципального округа



Д.А. Максимов



**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ
ПРИМОРСКОГО КРАЯ**

ул.Светланская, 22, г.Владивосток, 690110
Телефон: (423) 202-26-40, факс (423) 202-26-48
E-mail: energo@primorsky.ru
ОКПО 20769694, ОГРН 1122540012100,
ИНН/КПП 2540187967/254001001

15.11.2021 № 45/3115
На № _____ от _____

Члену Правления,
первому заместителю
Генерального директора
ПАО «РусГидро»

Бердникову Р.Н.

Уважаемый Роман Николаевич!

В рамках развития в децентрализованных районах Приморского края возобновляемых источников энергии, министерство энергетики и газоснабжения Приморского края направляет Вам информацию о текущем потреблении в поселке Терней и перспективах его роста.

Приложение: на 2 л. в 1 экз.

С уважением,

Министр

А.Л. Леонтьев

План технико-экономических показателей электроснабжения
по Тернейскому поселению на 2022 г

Таблица 2

№ п/п	Показатели	Размерность				Итого на 1 квартал				Итого на 2 квартал	Итого на 1 полугодие				Итого на 3 квартал	Итого на 9 месяцев				Итого на 4 квартал	Итого на II полугодие	Итого на год
			Январь	Февраль	Март		Апрель	Май	Июнь			Июль	Август	Сентябрь			Октябрь	Ноябрь	Декабрь			
Природные показатели																						
1	ВЫРАБОТАНО электроэнергия	тыс кВт*ч	1015,739	916,073	717,594	2 649,405	655,307	643,698	601,733	1 900,738	4 550,142	539,199	586,647	585,174	1 711,020	6 261,163	645,714	772,463	919,067	2 337,244	4 048,264	8 598,407
2	Расход эл./энергии на собственные нужды	тыс кВт*ч	33,846	31,242	28,639	93,726	20,828	15,621	15,621	52,070	145,797	14,319	14,319	14,319	42,958	188,755	16,923	23,432	31,242	71,597	114,555	260,351
3	Получено эл./энергии со стороны	тыс кВт*ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Подало эл./энергии в сеть	тыс кВт*ч	981,893	884,831	688,955	2 555,679	634,478	628,077	586,112	1 848,667	4 404,346	524,880	572,328	570,855	1 668,062	6 072,408	628,791	749,032	887,825	2 265,648	3 933,710	8 338,056
5	ПОТЕРИ электроэнергии	тыс кВт*ч	101,682	91,631	71,346	264,659	65,705	65,042	60,696	191,443	456,101	54,355	59,269	59,116	172,740	628,841	65,116	77,568	91,941	234,624	407,364	863,465
5.1	нормативные потери	тыс кВт*ч	101,682	91,631	71,346	264,659	65,705	65,042	60,696	191,443	456,101	54,355	59,269	59,116	172,740	628,841	65,116	77,568	91,941	234,624	407,364	863,465
5.2	сверхнормативные потери	тыс кВт*ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Подало эл./эн. внешним потребителям	тыс кВт*ч	880,211	793,200	617,609	2 291,020	568,774	563,035	525,416	1 657,225	3 948,244	470,525	513,059	511,739	1 495,323	5 443,567	563,675	671,464	795,884	2 031,024	3 526,346	7 474,591
7.1	Передано эл./эн. на другие виды деятельности	тыс кВт*ч	0,000	-	-	-	0,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.2	Расход эл./эн. на хол.-бытовые нужды	тыс кВт*ч	3,922	3,432	3,051	10,405	3,108	1,937	3,100	8,145	18,550	1,709	1,469	2,096	5,274	23,824	2,340	5,849	5,887	14,076	19,350	37,900
8	РЕАЛИЗОВАНО эл./энергии потребителям	тыс кВт*ч	876,288841	789,768153	614,558	2 280,615	565,66570	561,098	522,316	1 649,080	3 929,694	468,816	511,590	509,643	1 490,049	5 419,74295	561,335	665,615	789,997	2 016,948	3 506,996	7 436,69066
8.1	в т.ч. население	тыс кВт*ч	731,868	655,248	495,097	1 882,214	469,386	457,814	424,156	1 351,357	3 233,570	381,065	417,980	414,036	1 213,081	4 446,651	445,775	550,000	650,000	1 645,775	2 858,856	6 092,42577
8.2	бюджетным потребителям	тыс кВт*ч	55,437	47,729	41,200	144,366	31,279	30,949	36,256	98,484	242,850	32,752	31,766	38,104	102,622	345,472	48,210	46,615	52,166	146,991	249,613	492,463
8.2.1	в т.ч. местный бюджет	тыс кВт*ч	15,651	19,795	16,542	51,988	9,177	8,349	12,421	29,947	81,935	11,885	13,023	17,239	42,147	124,082	18,889	16,064	19,274	54,227	96,374	178,309
8.2.2	краевой бюджет	тыс кВт*ч	26,786	14,935	11,533	53,254	10,616	10,604	12,835	34,055	87,309	7,833	6,143	7,156	21,132	108,441	14,321	14,752	17,892	46,965	68,097	155,406
8.2.3	федеральный бюджет	тыс кВт*ч	13,000	13,000	13,125	39,125	11,486	11,996	11,000	34,482	73,607	13,034	12,600	13,709	39,343	112,949	15,000	15,799	15,000	45,799	85,142	158,748
8.3	прочим потребителям	тыс кВт*ч	88,984	86,790	78,261	254,035	65,000	72,335	61,904	199,239	453,274	54,998	61,845	57,503	174,346	627,620	67,350	69,000	87,831	224,1815460	398,528	851,8019
9.2	ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО K _{норм} =1,45	расх. (шт. топл.)	264,092	238,179	186,574	688,845	170,380	167,361	156,451	494,192	1 183,037	140,192	152,528	152,145	444,865	1 627,902	167,886	200,840	238,957	607,684	1 052,549	2 235,586
9.3		удельный расход	квтн (кВт*ч)	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260
9.5		расход (усл. т.)	т.т.	382,933	345,359	270,533	998,826	247,051	242,674	226,853	716,578	1 715,404	203,278	221,166	220,611	645,055	2 360,458	243,434	291,219	346,488	881,141	1 526,196