

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН



ТОО «ИНСТИТУТ «КАЗСЕЛЬЭНЕРГОПРОЕКТ»

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
«Усиление электрической сети Южной зоны ЕЭС Казахстана.
Строительство электросетевых объектов»

II ЭТАП

Объем работ для рекомендуемого варианта электросетевого строительства
21.10.624457.2021/2-т.3

ТОМ 3

**ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ. ОБОСНОВАНИЕ,
СХЕМА, РЕЖИМЫ, СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ**



Генеральный директор

С. Абдуажитов

Алматы 2022

СОСТАВ ПРОЕКТА

ТОМ	Шифр	Наименование
1	21.10.624457.2021/2-т.1	Общая часть (резюме)
2	21.10.624457.2021/2-т.2	Маркетинг, экономика, финансы
3	21.10.624457.2021/2-т.3	Основные принципиальные решения. Обоснование, схема, режимы, средства управления
4	21.10.624457.2021/2-т.4	Основные технико-технологические решения по подстанциям
5	21.10.624457.2021/2-т.5	Основные технико-технологические решения по ВЛ
6	21.10.624457.2021/2-т.6	Предварительная оценка воздействия на окружающую среду
7	21.10.624457.2021/2-т.7	Сметная документация

Деятельность ТОО «Институт «Казсельэнергопроект» осуществляется с 1937 года.

Институт имеет лицензии:

- Государственная лицензия ГСЛ № 17002354 на занятие проектной деятельностью I категории
 - Государственная лицензия ГСЛ № 082082 на занятие изыскательской деятельностью, выданные КГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Алматы». Акимат города Алматы.
- Дата первичной выдачи 07.02.1995 года.

- Государственная лицензия № 01895Р на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, выданная 07.02.2017 года РГУ «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

**СЕРТИФИКАТ
СООТВЕТСТВИЯ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА
СТ РК ISO 9001-2016**

№ KZ.Q.01.0720.C21.003268 от 29.09.2021 г.

**СЕРТИФИКАТ
СООТВЕТСТВИЯ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА
СТ РК ISO 14001-2016**

№ KZ.Q.01.0720.C21.003269 от 29.09.2021 г.

Работа выполнена в соответствии с действующими на территории РК нормами, правилами, инструкциями и государственными стандартами, включая требования взрыво-пожаробезопасности, и обеспечивает безопасную эксплуатацию зданий и сооружений при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий

Главный инженер проекта

А.С. Айткужанов

Данная работа не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия Исполнителя – ТОО «Институт «Казсельэнергопроект».

050009, г. Алматы, пр. Абая, 151, БЦ «Алатау» 9 этаж

телефон: +7 (727) 339-83-44

e-mail: info@kazsep.kz,

www.kazsep.kz

ОТВЕТСТВЕННЫЕ ИСПОЛНИТЕЛИ

Технический директор	Жаманаков А.Ж.
ГИП	Айткужанов А.С
Менеджер проекта	Стручалина О.А.
Гл. спец.	Арапбеков А.Д.
Ведущий инженер	Қарлыбаева М. І.

СОДЕРЖАНИЕ

	Наименование раздела	Стр.
1.	Электрические и специальные расчеты	7
1.1	Расчёт токов короткого замыкания	7
1.2	Необходимые объемы и оптимальные места установки устройств компенсации реактивной мощности (шунтирующих управляемых и неуправляемых шинных и линейных реакторов/статических компенсаторов тиристорных (СТК) и транзисторных (СТАТКОМ)/батареи статических конденсаторов и фильтрокомпенсирующих устройств - отдельно или в различных сочетаниях). Обоснование установки устройств компенсации реактивной мощности	45
1.3	Установка устройств PMU на проектируемых ПС и передача данных с устройств PMU в ПТК WAMS	49
2	Разработка основных принципов организации противоаварийной автоматики, релейной защиты и линейной автоматики (РЗА)	52
2.1	Определение основных принципов организации противоаварийной автоматики и принципы и настройку противоаварийного управления в Южной зоне и ЕЭС Казахстана в целом (АПНУ, АЛАР, АОСН, АОПН, АДС, АОСЧ, АОПЧ, АРО) для рекомендуемого варианта, а также внесение необходимых изменений в существующую ПА с учетом развития сети ЕЭС Казахстана по другим проектам на год реализации проекта.	52
2.2	Принципы противоаварийного управления для рекомендуемого варианта	76
2.3	Структурная схема ПА с отображением каналов передачи аварийных и управляющих сигналов ПА и каналов сбора доаварийной информации для АПНУ.	81
2.4	Состав и размещение устройств ПА по объектам	82
2.5	Подключение новой нагрузки к САОН и АЧР по местным и системным факторам.	85
2.6	Сбор и передача в ЦСПА телеметрической информации об объеме нагрузки, подключенной к САОН	88
3	Основные принципы организации средств телекоммуникаций и управления (СДТУ)	93
3.1	Организация системы сбора и передачи информации	93
3.2	Анализ достаточности существующих ресурсов каналов связи	94
3.3	Магистральная сеть на основе ВОЛС	94
3.4	НУПы	95
3.5	Установка фундамента, ограждения и заземления контейнеров НУП и ДС	99
3.6	Прокладка волоконно-оптического кабеля от концевой опоры до контейнера НУП	100
4	Регион филиала Алматинские МЭС	100
5	Регион филиала Южные МЭС	102
6	Система мониторинга волокон	103
7	Электропитание	103
8	Система мониторинга и управления (СМиУ)	106

Лист №	Чертежи 21.10.624457.2021-т.3	КОЛ-ВО ЛИСТОВ
1	Принципиальная схема размещения ПА в Южной зоне ЕЭС РК	1
2	Схема каналов ССПИ АПНУ	1
3	Схема мониторинга САОН	1
4	Структурная схема организации каналов связи для передачи данных	1

№	Приложения	КОЛ-ВО ЛИСТОВ
1	Схема замещения сети	
1.1	Потокораспределение в оптимистичном режиме зимнего максимума	1
1.2	Потокораспределение в пессимистичном режиме зимнего максимума	1
1.3	Потокораспределение в оптимистичном режиме летнего максимума	1
1.4	Потокораспределение в пессимистичном режиме летнего максимума	1
1.5	Потокораспределение в оптимистичном режиме (МДП)	1
1.6	Потокораспределение в пессимистичном режиме (МДП)	1
1.7	Графики в оптимистичном режиме	295
1.8	Графики в пессимистичном режиме	294

1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ И СПЕЦИАЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ

1.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания произведен в программном комплексе «АРМСРЗА» ПК БРИЗ. Расчет токов короткого замыкания выполнен на основании ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках», РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

При расчете токов короткого замыкания приняты следующие условия:

1. Все источники работают одновременно, параллельно с номинальной нагрузкой.
2. Электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе.
3. Расчетное напряжения каждой ступени принимается на 5% выше номинального напряжения сети.
4. Реактансы прямой и обратной последовательности приняты равными.
5. Значения эквивалентных реактансов системы и напряжения, следующие:
 - ПС ЮКГРЭС с.ш. 500 кВ - $Z_1 = 8,693 + j83,486$, Ом, $Z_0 = 5,268 + j88,569$, Ом, $E = 481,4$ кВ;
 - ПС Шу с.ш. 500 кВ - $Z_1 = 17,441 + j198,546$, Ом, $Z_0 = 1,175 + j94,854$, Ом, $E = 428,2$ кВ;
 - ПС Фрунзенская с.ш. 500 кВ - $Z_1 = 6,834 + j57,664$, Ом, $Z_0 = 3,586 + j52,461$, Ом, $E = 551,6$ кВ;
 - ПС Жамбыл с.ш. 500 кВ - $Z_1 = 7.649 + j106.197$, Ом, $Z_0 = 3.749 + j94.627$, Ом, $E = 528.3$ кВ;
 - ПС Шымкент с.ш. 500 кВ - $Z_1 = 3.152 + j37.036$, Ом, $Z_0 = 2.673 + j43.844$, Ом, $E = 570.5$ кВ;
 - ПС Алма с.ш. 500 кВ - $Z_1 = 18.157 + j 176.932$, Ом, $Z_0 = 50.633 + j 259.262$, Ом, $E = 471.3$ кВ;
 - ПС Алматы с.ш. 220 кВ - $Z_1 = 6.349 + j 29.5$, Ом, $Z_0 = 5.365 + j 39.587$, Ом, $E = 228.6$ кВ;
 - ПС Алма с.ш. 220 кВ - $Z_1 = 3.653 + j 24.386$, Ом, $Z_0 = 10.865 + j72.024$, Ом, $E = 227.9$ кВ;
 - ПС Шелек с.ш. 220 кВ - $Z_1 = 27 + j 439.836$, Ом, $Z_0 = 4.182 + j 114.132$, Ом, $E = 232$ кВ;

- ПС Капчагайская с.ш. 220 кВ - $Z_0 = j339.64$, Ом, $E = 240.6$ кВ;
- Капчагайская ГЭС с.ш. 220 кВ - $Z_1 = 1.533 + j25.061$, Ом, $Z_0 = 1.331 + j12.695$, Ом, $E = 225.1$ кВ;
- Алматинская ТЭЦ-3 с.ш. 220 кВ - $Z_1 = 3.15 + j22.148$ Ом, $Z_0 = 0.58 + j17.363$, Ом, $E = 228.3$ кВ;
- ПС 7А АХБК с.ш. 220 кВ - $Z_1 = 0.681 + j29.725$, Ом, $Z_0 = 1.563 + j30.088$, Ом, $E = 223.5$ кВ;
- ПС Западная с.ш. 220 кВ - $Z_1 = 12.328 + j51.104$, Ом, $Z_0 = 7.391 + j64.273$, Ом, $E = 253.5$ кВ;
- ПС Главная с.ш. 220 кВ - $Z_1 = 1.002 + j11.705$, Ом, $Z_0 = 0.704 + j15.84$, Ом, $E = 219.1$ кВ.

Расчет сопротивлений основного электрооборудования

Формулы для расчета сопротивлений электрооборудования

Генератор:

$$x_{\Gamma} = \frac{X''_d}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\Gamma.\text{ном}}}$$

Двухобмоточный трансформатор:

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_k \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{т.ном}}^2}$$

$$x_{\text{тр}} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{т.ном}}}$$

Линия электропередачи:

$$r_{\text{лэп}} = r_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{\text{ср}}^2}$$

$$x_{\text{лэп}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{\text{ср}}^2}$$

Расчет сопротивлений электрооборудования

Генераторы SF 150-24/7210 на Мойнакской ГЭС мощностью 150 МВт:

$$x_{\Gamma} = \frac{22,5}{100} \cdot \frac{15,75^2}{176,47} = 0,32 \text{ Ом}$$

Трансформаторы SFP10-200000/220 на Мойнакской ГЭС мощностью 200 МВА:

$$r_{\text{тр}} = \frac{550 \cdot (220 \cdot 10^3)^2}{(200 \cdot 10^6)^2} = 0,67 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{220^2}{200} = 25,41 \text{ Ом}$$

Воздушная линия электропередачи АС-240 220 кВ ПС Алма – Мойнакская ГЭС.

$$r_{\text{лэп}} = 0,121 \cdot 250 \cdot \frac{231^2}{230^2} = 30,25 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{лэп}} = 0,435 \cdot 250 \cdot \frac{231^2}{230^2} = 108,75 \text{ Ом}$$

В таблицах 1.1-3.3 приведены технические характеристики и сопротивления генераторов, трансформаторов и линии электропередач.

Технические данные генераторов

Таблица 1.1

Название станции	Тип	Мощность	Полная мощность	cosφ	Номинальное напряжения	Частота	Сверхпереходное относительное сопротивление	Сопротивление
		МВт	МВА		кВ	Гц	X"d %	Ом
Мойнакская ГЭС	SF 150-24/7210	150	176,47	0,85	15.75	50	22,5	0,32

Технические данные трансформаторов

Таблица 1.2

Название ПС	Тип	Мощность, МВА	Uном между обмотками, кВ			Uкз между обмотками, %			Сопротивление обмоток, Ом					
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	активное			реактивное		
									ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
Мойнакская ГЭС	SFP10-200000/220	200	220		15.75	10,5			0,67			25,41		
Алматы 500	АОДЦТН-167000/500/220	167	289	133	11	11	35	21,5	0,58	0,39	2,9	61,1	0	133,79
Алма 500	АОДЦТН-167000/500/220	167	289	133	11	11	35	21,5	0,58	0,39	2,9	61,1	0	133,79

Технические данные ЛЭП

Таблица 1.3

Откуда	Куда	Название линии	Марка провода	Длина, км	Удельное сопротивление, Ом/км		Сопротивление прямой последовательности, Ом		Сопротивление прямой последовательности, Ом	
					активное	реактивное	активное	реактивное	активное	реактивное
Шу	Фрунзе	Л-5143	АС-400	95,081	0,025	0,306	2,38	29,09	16,64	87,28
Фрунзе	Жамбыл	Л-5159	АС-400	210,8	0,025	0,306	5,27	64,50	36,89	193,51
Жамбыл	Шымкент	Л-5169	АС-400	166,5	0,025	0,306	4,16	50,95	29,14	152,85
Жамбыл	Шымкент	строительство ВЛ	АСк2у 300/66	170	0,099	0,465	16,83	79,05	42,33	237,15
Шу	Жамбыл	строительство ВЛ	АС-400	250	0,025	0,306	6,25	76,50	43,75	229,50
Шу	Алматы	Л-5343	АС-400	239,35	0,025	0,306	5,98	73,24	41,89	219,72
Шу	ЮКГРЭС	Л-5333	АС-400	208,1	0,025	0,306	5,20	63,68	36,42	191,04
Алматы	Алма	Л-5353	АС-330	63,2	0,029	0,308	1,83	19,47	11,31	58,40
ЮКГРЭС	Алма	Л-5363	АС-330	321,452	0,029	0,308	9,32	99,01	57,54	297,02
ЮКГРЭС	Алматы	Л-5313	АС-330	283,4	0,029	0,308	8,22	87,29	50,73	261,86
АТЭЦ-3	Алма	Л-2103,2113 замена провода	АСПТ-240	26	0,1148	0,427	2,98	11,10	6,88	33,31
Алма 220	Робот	Л-2463	АСО-240	34,281	0,121	0,435	4,15	14,91	9,29	44,74
Алма 220	Шелек	Л-2433 замена провода	АСПТ-240	124	0,1148	0,427	14,24	52,95	32,84	158,84
Шелек	Мойнакская ГЭС	Л-2373	АС-400	97,76	0,075	0,42	7,33	41,06	22,00	123,18
Робот	Мойнакская ГЭС	Л-2383	АС-400	227,78	0,075	0,42	17,08	95,67	51,25	287,00
Алма 220	Мойнакская ГЭС	строительство ВЛ	АСО-300	250	0,096	0,427	24,00	106,75	61,50	320,25



Откуда	Куда	Название линии	Марка провода	Длина, км	Удельное сопротивление, Ом/км		Сопротивление прямой последовательности, Ом		Сопротивление прямой последовательности, Ом	
					активное	реактивное	активное	реактивное	активное	реактивное
АТЭЦ-3	Медеу	Л-2023	АС-300	3,495	0,098	0,429	0,34	1,50	0,87	4,50
Медеу	Алматы	Л-2773	АС-300	72,984	0,098	0,429	7,15	31,31	18,10	93,93
АТЭЦ-3	Алматы	Л-2013	АС-300	71,457	0,098	0,429	7,00	30,66	17,72	91,97
Робот	Алматы	Л-2053	АС-300	78,8	0,098	0,429	7,72	33,81	19,54	101,42
Капчагай ГЭС	ПС Капчагайская	Л-2123 замена провода	АСПТ-240	10,7	0,1148	0,427	1,23	4,57	2,83	13,71
ПС Капчагайская	Робот	Л-2123 замена провода	АСПТ-240	2,82	0,1148	0,427	0,32	1,20	0,75	3,61
Капчагай ГЭС	ПС Капчагайская	Л-2133	АСО-500	10,7	0,06	0,413	0,64	4,42	2,25	13,26
ПС Капчагайская	Робот	Л-2133 замена провода	АСПТ-240	2,5	0,1148	0,427	0,29	1,07	0,66	3,20
АТЭЦ-3	оп 1,2 (Коянкоз)	Л-2143, 2153	АС-400	11,3	0,075	0,42	0,85	4,75	2,54	14,24
оп 1,2 (Коянкоз)	Коянкоз	Л-2143	АС-400	0,249	0,075	0,42	0,02	0,10	0,06	0,31
оп 1,2 (Коянкоз)	Коянкоз	Л-2153	АС-400	0,176	0,075	0,42	0,01	0,07	0,04	0,22
оп 1,2 (Коянкоз)	ПС-7 АХБК	Л-2143, 2153	АС-400	41,303	0,075	0,42	3,10	17,35	9,29	52,04
ПС-7 АХБК	Западная	Л-2173	АС-300	48,219	0,098	0,429	4,73	20,69	11,96	62,06
Алматы	Западная	строительство ВЛ	АС-300	70	0,098	0,429	6,86	30,03	17,36	90,09
Алма 220	Робот	строительство ВЛ	АСО-500	35	0,06	0,413	2,10	14,46	7,35	43,37
Алматы 220	Главная	Л-2193	АС-300	188,55	0,098	0,429	18,48	80,89	46,76	242,66

Расчеты в программном комплексе АРМСРЗА

Схемы замещения сети выполненные в программном комплексе АРМ СРЗА приведено в Приложении 1.

Результаты расчетов токов короткого замыкания приведены в Таблицах 1.4-1.8.

Результаты расчетов токов короткого замыкания для нормальной схемы сети.

Таблица 1.4

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:29:22									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
1-Пояс	Наименование		3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)				
Узла	Узла		I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)				
U=498.5/0 Z1=2.827+j29.078 Z2=2.827+j29.078 Z0=5.321+j48.026									
108-	ЮКГРЭС 500		9852	96	2696	96	2696	96	8089 96
0			3311	96	821	96	938	96	4405 93
104	ШУ 500		2886	95	883	95	755	95	1601 99
109	АЛМАТЫ 500		1911	96	526	96	522	96	1094 99
110	АЛМА 500		1744	96	467	96	481	96	1001 100
U=512.7/0 Z1=2.205+j23.626 Z2=2.205+j23.626 Z0=3.667+j35.223									
104-	ШУ 500		12476	95	3572	96	3572	96	10717 96
0			1240	95	180	95	425	95	4001 90
105	ФРУНЗЕНСКАЯ		4253	96	1435	96	1131	96	2778 98
106	ЖАМБЫЛ 500		2381	95	807	95	631	95	1263 99
108	ЮКГРЭС 500		2293	95	565	96	693	96	1410 99
109	АЛМАТЫ 500		2309	95	585	96	692	96	1292 99
U=536.1/0 Z1=2.279+j24.698 Z2=2.279+j24.698 Z0=4.222+j39.439									
106-	ЖАМБЫЛ 500		12480	95	3467	96	3467	96	10402 96
0			2865	94	765	94	808	95	4357 92
104	ШУ 500		2205	95	486	96	661	96	1415 99
105	ФРУНЗЕНСКАЯ		2605	95	672	96	744	96	1663 99
107,1	ШЫМКЕНТ 500		2950	93	948	93	770	94	1813 98
107,2	ШЫМКЕНТ 500		1866	101	600	101	487	101	1171 97
U=551.9/-0 Z1=2.230+j24.204 Z2=2.230+j24.204 Z0=2.749+j33.888									
107-	ШЫМКЕНТ 500		13108	95	3857	95	3857	95	11570 95
0			8861	95	2812	95	2522	95	8956 94
106,1	ЖАМБЫЛ 500		2607	93	642	93	819	93	1593 99
106,2	ЖАМБЫЛ 500		1649	101	406	100	518	100	1029 99
U=528.1/0 Z1=2.488+j24.758 Z2=2.488+j24.758 Z0=3.303+j33.268									

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:29:22									
УЗЕЛ-КЗ 108 104 106 107 105 109 110									
УЗЕЛ-КЗ 13 1 2 12 5 4 3 25 19 16 17 18 6									
ПЕЧАТЬ 3									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
105-	ФРУНЗЕНСКАЯ	12254	96	3665	96	3665	96	10995	96
0		5484	97	1804	97	1571	97	6991	94
104	ШУ 500	4058	95	1000	95	1305	95	2605	99
106	ЖАМБЫЛ 500	2714	95	862	95	790	95	1409	99
U=499.1/0 Z1=2.479+j24.233 Z2=2.479+j24.233 Z0=6.226+j43.609									
109-	АЛМАТЫ 500	11830	96	3107	97	3107	97	9321	97
7	СР УЗ АТ	1758	97	458	98	463	98	1779	95
99	СР УЗ АТ	1758	97	458	98	463	98	1779	95
104	ШУ 500	2499	95	735	96	628	96	1485	98
108	ЮКГРЭС 500	1631	96	425	97	429	97	1113	98
110	АЛМА 500	4186	95	1031	97	1124	96	3167	98
U=496.0/0 Z1=2.378+j24.455 Z2=2.378+j24.455 Z0=5.813+j41.463									
110-	АЛМА 500	11655	96	3147	97	3147	97	9442	97
0		1530	96	355	97	435	97	1496	100
27	СР УЗ АТ	2071	95	549	96	563	96	2060	95
100	СР УЗ АТ	2071	95	549	96	563	96	2060	95
108	ЮКГРЭС 500	1551	96	429	97	415	97	969	98
109	АЛМАТЫ 500	4434	96	1265	97	1172	97	2862	98
U=229.8/0 Z1=0.832+j5.658 Z2=0.832+j5.658 Z0=1.324+j9.621									
13-	АЛМАТЫ	23197	98	6272	98	6272	98	18817	98
0		4374	102	1167	102	1189	102	4574	98
2	АТЭЦ-3 220	2423	102	631	101	664	101	1446	100
5	ПС РОБОТ	2293	101	593	101	630	101	1361	101
6	ГЛАВНАЯ	1337	102	314	102	379	102	695	101
7	СР УЗ АТ	4413	93	1202	92	1190	92	4113	97
12	МЕДЕУ	2264	102	590	101	620	101	1351	100
23	Л-2173 ПРОЕКТ-Я	1755	103	595	103	430	103	1169	99
99	СР УЗ АТ	4413	93	1202	92	1190	92	4113	97
U=227.9/0 Z1=0.622+j4.783 Z2=0.622+j4.783 Z0=1.174+j8.349									
1-	ПС АЛМА 220	27278	97	7278	98	7278	98	21835	98
0		5336	99	1424	99	1424	99	2528	98
2,1	АТЭЦ-3 220	3879	101	1038	101	1034	101	3062	98
2,2	АТЭЦ-3 220	3879	101	1038	101	1034	101	3062	98
3	ПС ШЕЛЕК	761	98	190	98	207	98	600	97
4	МОЙНАК ГЭС	590	97	144	97	162	97	236	97

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:29:22									
УЗЕЛ-КЗ 108 104 106 107 105 109 110									
УЗЕЛ-КЗ 13 1 2 12 5 4 3 25 19 16 17 18 6									
ПЕЧАТЬ 3									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
5,1	ПС РОБОТ	2312	102	606	102	621	102	2140	100
5,2	ПС РОБОТ	2449	94	642	95	658	95	2224	98
27	СР УЗ АТ	4061	93	1105	93	1076	93	3994	96
100	СР УЗ АТ	4061	93	1105	93	1076	93	3994	96
U=228.0/0 Z1=0.869+j5.516 Z2=0.869+j5.516 Z0=0.839+j8.276									
2-	АТЭЦ-3 220	23572	99	6758	98	6758	98	20273	98
1,1	ПС АЛМА 220	4923	100	1409	99	1412	99	2768	102
1,2	ПС АЛМА 220	4923	100	1409	99	1412	99	2768	102
8	СИСТЕМА	5892	98	1695	97	1687	97	9707	94
12	МЕДЕУ	2269	101	672	100	642	100	1173	102
13	АЛМАТЫ	2428	101	719	100	687	100	1255	102
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	1579	94	430	92	462	92	1324	99
15	ОП2 КОЯНКОЗ	1579	94	430	92	462	92	1324	99
U=228.1/0 Z1=1.141+j6.674 Z2=1.141+j6.674 Z0=1.613+j12.070									
12-	МЕДЕУ	19448	100	5121	99	5121	99	15362	99
2	АТЭЦ-3 220	16855	100	4416	99	4446	99	13865	98
13	АЛМАТЫ	2593	101	705	100	675	100	1499	101
U=227.5/0 Z1=1.100+j7.422 Z2=1.100+j7.422 Z0=1.683+j11.231									
5-	ПС РОБОТ	17507	98	4983	99	4983	99	14948	99
1,1	ПС АЛМА 220	4541	103	1303	103	1288	103	2423	101
1,2	ПС АЛМА 220	4810	96	1380	96	1365	96	2516	99
4	МОЙНАК ГЭС	850	97	229	97	247	97	321	99
13	АЛМАТЫ	2696	102	794	102	757	102	1319	100
25,1	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	2192	94	607	94	631	94	3933	98
25,2	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	2456	95	680	94	706	95	4439	98
U=224.6/0 Z1=2.170+j20.126 Z2=2.170+j20.126 Z0=14.663+j87.957									
4-	МОЙНАК ГЭС	6405	96	1000	99	1000	99	3001	99
1	ПС АЛМА 220	1062	102	181	104	163	104	775	100
3	ПС ШЕЛЕК	1305	101	224	103	200	104	1360	98
5	ПС РОБОТ	1173	100	198	101	181	102	866	99
10	ВЫВОД Г-1	1446	90	201	92	230	93	0	0
11	ВЫВОД Г-2	1446	90	201	92	230	93	0	0
U=226.3/0 Z1=5.597+j29.733 Z2=5.597+j29.733 Z0=6.464+j55.815									
3-	ПС ШЕЛЕК	4319	101	1120	99	1120	99	3361	99
1	ПС АЛМА 220	2143	104	569	102	552	102	1082	104

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:29:22									
УЗЕЛ-КЗ 108 104 106 107 105 109 110									
УЗЕЛ-КЗ 13 1 2 12 5 4 3 25 19 16 17 18 6									
ПЕЧАТЬ 3									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
4	МОЙНАК ГЭС	1880	98	470	96	494	96	636	102
9	СИСТЕМА	304	94	84	92	77	92	1654	94
U=227.5/0 Z1=1.145+j7.683 Z2=1.145+j7.683 Z0=1.593+j10.971									
25-	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	16908	99	4933	98	4933	98	14800	98
0		0	0	0	0	0	0	483	90
5,1	ПС РОБОТ	5745	100	1693	100	1669	100	2799	100
5,2	ПС РОБОТ	6436	100	1897	100	1870	100	3159	100
19,1	КАПЧАГАЙ ГЭС	2308	98	656	98	680	98	4100	99
19,2	КАПЧАГАЙ ГЭС	2446	91	695	91	721	91	4268	97
U=227.3/0 Z1=1.209+j8.549 Z2=1.209+j8.549 Z0=1.110+j9.089									
19-	КАПЧАГАЙ ГЭС	15197	98	4966	98	4966	98	14897	98
0		5176	94	1658	93	1708	93	10687	97
25,1	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	4886	104	1613	104	1589	104	2066	101
25,2	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	5178	97	1709	97	1683	97	2151	99
U=227.7/0 Z1=1.093+j7.179 Z2=1.093+j7.179 Z0=1.665+j12.968									
16-	ПС КОЯН КОЗ	18105	99	4764	98	4764	98	14293	98
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	9016	99	2373	98	2372	98	7118	98
15	ОП2 КОЯНКОЗ	9089	99	2392	98	2392	98	7175	98
U=226.8/0 Z1=1.310+j11.043 Z2=1.310+j11.043 Z0=1.704+j17.694									
17-	ПС-7 АХБК	11773	97	3272	96	3272	96	9816	96
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	3732	100	1060	99	1028	99	2019	100
15	ОП2 КОЯНКОЗ	3732	100	1060	99	1028	99	2019	100
24	СИСТЕМА	4340	91	1160	91	1224	91	5791	94
U=238.5/0 Z1=4.761+j21.162 Z2=4.761+j21.162 Z0=5.598+j39.226									
18-	ЗАПАДНАЯ	6349	103	1660	101	1660	101	4981	101
0		2784	104	849	102	685	101	3051	99
22	Л-2173 ПРОЕКТ-Я	3565	102	811	99	975	100	1933	103
U=220.4/0 Z1=1.047+j10.335 Z2=1.047+j10.335 Z0=0.788+j14.923									
6-	ГЛАВНАЯ	12250	96	3564	95	3564	95	10691	95
0		10768	95	3087	94	3151	94	10076	94
13	АЛМАТЫ	1494	103	481	102	416	101	621	102

Результаты расчетов токов короткого замыкания при ремонте Л-5143, Л-2143 и Л-2153.

Таблица – 1.5.

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:34:38									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	17								
ЭЛЕМЕНТ	16								
ЭЛЕМЕНТ	5/104/105								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	17	(Л-2153)							
ЭЛЕМЕНТ	16	(Л-2143)							
ЭЛЕМЕНТ	5/104/105	(Л-5143)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
U=491.7/0 Z1=3.081+j31.328 Z2=3.081+j31.328 Z0=5.222+j49.016									
108-	ЮКГРЭС 500	9018	96	2529	96	2529	96	7587	96
0		3311	96	878	96	948	96	4215	93
104	ШУ 500	2273	95	679	95	621	95	1410	99
109	АЛМАТЫ 500	1778	96	508	96	495	96	1026	99
110	АЛМА 500	1657	96	465	96	464	96	946	100
U=498.1/0 Z1=2.944+j32.688 Z2=2.944+j32.688 Z0=4.269+j47.068									
104-	ШУ 500	8762	95	2547	95	2547	95	7642	95
0		1240	95	217	95	419	95	3807	91
106	ЖАМБЫЛ 500	2962	95	1071	95	775	95	1293	100
108	ЮКГРЭС 500	2278	95	621	95	679	95	1340	99
109	АЛМАТЫ 500	2282	95	638	95	674	95	1225	100
U=537.4/0 Z1=2.297+j24.771 Z2=2.297+j24.771 Z0=4.221+j39.442									
106-	ЖАМБЫЛ 500	12472	95	3470	96	3470	96	10410	96
0		2865	94	761	94	811	95	4360	92
104	ШУ 500	2208	95	401	95	697	95	1423	99
105	ФРУНЗЕНСКАЯ	2594	96	770	96	703	96	1656	99
107,1	ШЫМКЕНТ 500	2950	93	944	93	773	94	1815	98
107,2	ШЫМКЕНТ 500	1866	101	597	101	489	101	1172	97
U=552.6/-0 Z1=2.235+j24.226 Z2=2.235+j24.226 Z0=2.749+j33.888									
107-	ШЫМКЕНТ 500	13113	95	3860	95	3860	95	11579	95
0		8861	95	2805	95	2526	95	8962	94
106,1	ЖАМБЫЛ 500	2610	93	648	93	819	93	1595	99

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:34:38									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	17								
ЭЛЕМЕНТ	16								
ЭЛЕМЕНТ	5/104/105								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	17	(Л-2153				)			
ЭЛЕМЕНТ	16	(Л-2143				)			
ЭЛЕМЕНТ	5/104/105	(Л-5143				)			
1-Пояс	Наименование		3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)				
Узла	Узла		I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)				
106,2	ЖАМБЫЛ 500		1651	101	410	100	518	100	1030 99
U=544.9/0 Z1=3.805+j35.974 Z2=3.805+j35.974 Z0=3.734+j43.132									
105-	ФРУНЗЕНСКАЯ		8697	96	2721	96	2721	96	8162 96
0			5484	97	1761	96	1695	96	6720 95
106	ЖАМБЫЛ 500		3213	95	959	94	1026	94	1448 100
U=493.6/0 Z1=2.750+j26.228 Z2=2.750+j26.228 Z0=6.210+j44.774									
109-	АЛМАТЫ 500		10806	96	2910	97	2910	97	8730 97
7	СР УЗ АТ		1701	97	470	98	454	98	1687 95
99	СР УЗ АТ		1701	97	470	98	454	98	1687 95
104	ШУ 500		1945	95	550	96	514	96	1322 98
108	ЮКГРЭС 500		1473	96	388	96	400	96	1049 98
110	АЛМА 500		3989	95	1034	96	1089	96	2988 98
U=491.8/0 Z1=2.607+j26.029 Z2=2.607+j26.029 Z0=5.837+j42.442									
110-	АЛМА 500		10853	96	2984	97	2984	97	8952 97
0			1530	96	372	97	439	97	1452 100
27	СР УЗ АТ		1956	95	542	96	536	96	1935 95
100	СР УЗ АТ		1956	95	542	96	536	96	1935 95
108	ЮКГРЭС 500		1412	96	388	97	388	97	926 98
109	АЛМАТЫ 500		3999	96	1139	97	1084	97	2709 98
U=228.2/0 Z1=0.892+j5.948 Z2=0.892+j5.948 Z0=1.328+j9.817									
13-	АЛМАТЫ		21910	99	6008	98	6008	98	18024 98
0			4374	102	1204	102	1197	102	4469 98
2	АТЭЦ-3 220		2181	102	587	101	602	102	1344 100
5	ПС РОБОТ		2200	101	584	101	611	101	1318 101
6	ГЛАВНАЯ		1337	102	326	101	382	102	679 101
7	СР УЗ АТ		4048	93	1085	92	1119	92	3911 97
12	МЕДЕУ		2038	102	548	101	563	102	1255 100



АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:34:38									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	17								
ЭЛЕМЕНТ	16								
ЭЛЕМЕНТ	5/104/105								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	17	(Л-2153				)			
ЭЛЕМЕНТ	16	(Л-2143				)			
ЭЛЕМЕНТ	5/104/105	(Л-5143				)			
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
23	Л-2173 ПРОЕКТ-Я	1755	103	608	103	433	103	1142	100
99	СР УЗ АТ	4048	93	1085	92	1119	92	3911	97
U=226.9/0 Z1=0.678+j5.151 Z2=0.678+j5.151 Z0=1.176+j8.625									
1-	ПС АЛМА 220	25215	98	6860	98	6860	98	20581	98
0		5336	99	1469	99	1445	99	2460	98
2,1	АТЭЦ-3 220	3151	102	876	102	850	102	2707	98
2,2	АТЭЦ-3 220	3151	102	876	102	850	102	2707	98
3	ПС ШЕЛЕК	759	98	197	98	210	98	584	97
4	МОЙНАК ГЭС	589	97	149	97	164	97	229	97
5,1	ПС РОБОТ	2271	102	611	102	621	102	2078	100
5,2	ПС РОБОТ	2405	94	647	95	657	95	2159	98
27	СР УЗ АТ	3801	93	1025	93	1038	93	3830	97
100	СР УЗ АТ	3801	93	1025	93	1038	93	3830	97
U=227.4/0 Z1=1.109+j6.435 Z2=1.109+j6.435 Z0=0.938+j9.536									
2-	АТЭЦ-3 220	20107	100	5803	98	5803	98	17408	98
1,1	ПС АЛМА 220	4825	100	1374	98	1400	98	2730	103
1,2	ПС АЛМА 220	4825	100	1374	98	1400	98	2730	103
8	СИСТЕМА	5892	98	1717	96	1694	96	9601	94
12	МЕДЕУ	2207	101	647	99	633	99	1155	103
13	АЛМАТЫ	2362	101	692	100	677	99	1236	103
U=227.5/0 Z1=1.370+j7.552 Z2=1.370+j7.552 Z0=1.705+j13.254									
12-	МЕДЕУ	17110	100	4575	99	4575	99	13725	99
2	АТЭЦ-3 220	14607	100	3895	99	3909	99	12275	99
13	АЛМАТЫ	2504	101	680	100	666	100	1452	102
U=226.6/0 Z1=1.124+j7.651 Z2=1.124+j7.651 Z0=1.680+j11.302									
5-	ПС РОБОТ	16921	98	4866	98	4866	98	14597	98
1,1	ПС АЛМА 220	4317	103	1248	103	1238	103	2344	101

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:34:38									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	17								
ЭЛЕМЕНТ	16								
ЭЛЕМЕНТ	5/104/105								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	17	(Л-2153)							
ЭЛЕМЕНТ	16	(Л-2143)							
ЭЛЕМЕНТ	5/104/105	(Л-5143)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
1,2	ПС АЛМА 220	4572	96	1322	96	1312	96	2435	98
4	МОЙНАК ГЭС	837	97	230	97	245	97	313	98
13	АЛМАТЫ	2584	102	762	102	735	102	1282	100
25,1	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	2192	94	620	94	635	94	3865	98
25,2	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	2456	95	694	94	711	95	4361	98
U=224.0/0 Z1=2.165+j20.223 Z2=2.165+j20.223 Z0=14.656+j88.055									
4-	МОЙНАК ГЭС	6360	96	996	99	996	99	2987	99
1	ПС АЛМА 220	1047	102	177	104	162	104	771	100
3	ПС ШЕЛЕК	1289	101	220	103	198	104	1355	98
5	ПС РОБОТ	1160	100	195	101	179	102	862	99
10	ВЫВОД Г-1	1446	90	204	92	230	93	0	0
11	ВЫВОД Г-2	1446	90	204	92	230	93	0	0
U=225.6/0 Z1=5.601+j29.908 Z2=5.601+j29.908 Z0=6.455+j55.878									
3-	ПС ШЕЛЕК	4281	101	1113	99	1113	99	3339	99
1	ПС АЛМА 220	2115	104	560	102	546	102	1073	104
4	МОЙНАК ГЭС	1870	98	470	96	492	96	631	102
9	СИСТЕМА	304	94	85	92	77	92	1644	94
U=226.6/0 Z1=1.167+j7.902 Z2=1.167+j7.902 Z0=1.589+j11.030									
25-	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	16379	98	4824	98	4824	98	14472	98
0		0	0	0	0	0	0	475	90
5,1	ПС РОБОТ	5496	100	1629	100	1614	100	2716	100
5,2	ПС РОБОТ	6157	100	1825	100	1808	100	3065	100
19,1	КАПЧАГАЙ ГЭС	2308	98	669	97	684	98	4030	99
19,2	КАПЧАГАЙ ГЭС	2446	91	709	91	725	91	4195	97
U=226.5/0 Z1=1.222+j8.734 Z2=1.222+j8.734 Z0=1.107+j9.114									
19-	КАПЧАГАЙ ГЭС	14826	98	4876	98	4876	98	14627	98
0		5176	94	1681	93	1713	93	10521	97

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:34:38									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	17								
ЭЛЕМЕНТ	16								
ЭЛЕМЕНТ	5/104/105								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	17	(Л-2153				)			
ЭЛЕМЕНТ	16	(Л-2143				)			
ЭЛЕМЕНТ	5/104/105	(Л-5143				)			
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
25,1	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	4706	104	1558	104	1542	104	2015	101
25,2	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	4986	97	1651	97	1634	97	2097	99
U=223.5/-0 Z1=2.238+j38.442 Z2=2.238+j38.442 Z0=6.233+j56.240									
16-	ПС КОЯН КОЗ	3351	93	966	95	966	95	2899	95
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	1674	93	483	95	483	95	1448	95
15	ОП2 КОЯНКОЗ	1677	93	484	95	484	95	1451	95
U=223.5/-0 Z1=0.681+j29.725 Z2=0.681+j29.725 Z0=1.563+j30.088									
17-	ПС-7 АХБК	4340	91	1440	92	1440	92	4321	92
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	0	0	0	0	0	0	0	0
15	ОП2 КОЯНКОЗ	0	0	0	0	0	0	0	0
24	СИСТЕМА	4340	91	1440	92	1440	92	4321	92
U=237.6/0 Z1=4.786+j21.277 Z2=4.786+j21.277 Z0=5.596+j39.260									
18-	ЗАПАДНАЯ	6289	103	1648	101	1648	101	4945	101
0		2784	104	859	102	684	101	3031	99
22	Л-2173 ПРОЕКТ-Я	3506	102	790	99	965	100	1917	103
U=220.2/0 Z1=1.047+j10.340 Z2=1.047+j10.340 Z0=0.788+j14.923									
6-	ГЛАВНАЯ	12234	96	3560	95	3560	95	10679	95
0		10768	95	3094	94	3149	94	10065	94
13	АЛМАТЫ	1478	103	470	102	414	101	620	102

Результаты расчетов токов короткого замыкания при ремонте Л-2053.

Таблица – 1.6.

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:36:59									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	29/5/13								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	29/5/13	(Л-2053)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
U=498.6/0 Z1=2.840+j29.122 Z2=2.840+j29.122 Z0=5.323+j48.088									
108-	ЮКГРЭС 500	9839	96	2693	96	2693	96	8079	96
0		3311	96	820	96	939	96	4405	93
104	ШУ 500	2883	95	882	95	754	95	1599	99
109	АЛМАТЫ 500	1901	96	524	96	519	96	1086	100
110	АЛМА 500	1743	96	466	96	481	96	1000	100
U=512.8/0 Z1=2.215+j23.663 Z2=2.215+j23.663 Z0=3.668+j35.263									
104-	ШУ 500	12458	95	3568	96	3568	96	10704	96
0		1240	95	180	95	425	95	4000	90
105	ФРУНЗЕНСКАЯ	4253	96	1435	96	1131	96	2778	98
106	ЖАМБЫЛ 500	2381	95	807	95	632	95	1263	99
108	ЮКГРЭС 500	2289	95	564	96	692	96	1407	99
109	АЛМАТЫ 500	2295	95	582	96	688	96	1282	99
U=536.2/0 Z1=2.281+j24.705 Z2=2.281+j24.705 Z0=4.221+j39.441									
106-	ЖАМБЫЛ 500	12477	95	3467	96	3467	96	10401	96
0		2865	94	765	94	808	95	4357	92
104	ШУ 500	2203	95	485	96	661	96	1415	99
105	ФРУНЗЕНСКАЯ	2604	95	672	96	743	96	1662	99
107,1	ШЫМКЕНТ 500	2950	93	948	93	770	94	1813	98
107,2	ШЫМКЕНТ 500	1866	101	600	101	487	101	1171	97
U=551.9/-0 Z1=2.231+j24.206 Z2=2.231+j24.206 Z0=2.749+j33.888									
107-	ШЫМКЕНТ 500	13108	95	3857	95	3857	95	11570	95
0		8861	95	2812	95	2522	95	8956	94
106,1	ЖАМБЫЛ 500	2607	93	642	93	819	93	1593	99
106,2	ЖАМБЫЛ 500	1649	101	406	100	518	100	1029	99
U=528.2/0 Z1=2.492+j24.772 Z2=2.492+j24.772 Z0=3.302+j33.273									
105-	ФРУНЗЕНСКАЯ	12249	96	3664	96	3664	96	10992	96
0		5484	97	1804	97	1571	97	6990	94
104	ШУ 500	4053	95	999	95	1303	95	2603	99

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:36:59									
УЗЕЛ-КЗ	108 104 106 107 105 109 110								
УЗЕЛ-КЗ	13 1 2 12 5 4 3 25 19 16 17 18 6								
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	29/5/13								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	29/5/13 (Л-2053)								
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
106	ЖАМБЫЛ 500	2713	95	861	95	790	95	1409	99
U=499.4/0 Z1=2.548+j24.525 Z2=2.548+j24.525 Z0=6.463+j44.763									
109-	АЛМАТЫ 500	11693	96	3050	97	3050	97	9151	97
7	СР УЗ АТ	1644	98	428	99	429	99	1639	95
99	СР УЗ АТ	1644	98	428	99	429	99	1639	95
104	ШУ 500	2501	95	730	96	625	96	1497	98
108	ЮКГРЭС 500	1635	96	423	97	428	97	1124	98
110	АЛМА 500	4272	95	1042	96	1140	96	3253	98
U=496.0/0 Z1=2.385+j24.467 Z2=2.385+j24.467 Z0=5.814+j41.512									
110-	АЛМА 500	11650	96	3145	97	3145	97	9435	97
0		1530	96	354	97	435	97	1497	100
27	СР УЗ АТ	2082	95	550	96	566	96	2073	95
100	СР УЗ АТ	2082	95	550	96	566	96	2073	95
108	ЮКГРЭС 500	1549	96	429	97	414	97	968	98
109	АЛМАТЫ 500	4409	96	1262	97	1164	97	2829	98
U=230.1/0 Z1=0.880+j6.123 Z2=0.880+j6.123 Z0=1.380+j10.262									
13-	АЛМАТЫ	21473	98	5845	98	5845	98	17534	98
0		4374	102	1170	102	1198	102	4545	98
2	АТЭЦ-3 220	2558	102	669	102	707	102	1457	100
6	ГЛАВНАЯ	1337	102	315	102	382	102	691	101
7	СР УЗ АТ	4566	93	1245	92	1242	92	4162	97
12	МЕДЕУ	2390	102	625	102	660	102	1361	100
23	Л-2173 ПРОЕКТ-Я	1755	103	596	103	434	103	1161	99
99	СР УЗ АТ	4566	93	1245	92	1242	92	4162	97
U=227.8/0 Z1=0.615+j4.853 Z2=0.615+j4.853 Z0=1.172+j8.357									
1-	ПС АЛМА 220	26885	97	7217	98	7217	98	21652	98
0		5336	99	1434	99	1432	99	2509	98
2,1	АТЭЦ-3 220	3981	101	1076	102	1066	102	3045	98
2,2	АТЭЦ-3 220	3981	101	1076	102	1066	102	3045	98
3	ПС ШЕЛЕК	749	97	189	98	206	98	595	97
4	МОЙНАК ГЭС	580	97	143	97	160	97	232	97

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:36:59									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	29/5/13								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	29/5/13	(Л-2053)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
5,1	ПС РОБОТ	1917	100	495	100	522	100	2085	100
5,2	ПС РОБОТ	2031	92	524	93	553	93	2166	98
27	СР УЗ АТ	4181	93	1148	93	1113	94	3989	96
100	СР УЗ АТ	4181	93	1148	93	1113	94	3989	96
U=228.0/0 Z1=0.868+j5.516 Z2=0.868+j5.516 Z0=0.840+j8.281									
2-	АТЭЦ-3 220	23573	99	6756	98	6756	98	20267	98
1,1	ПС АЛМА 220	4913	100	1402	99	1411	99	2774	102
1,2	ПС АЛМА 220	4913	100	1402	99	1411	99	2774	102
8	СИСТЕМА	5892	98	1694	97	1686	97	9710	94
12	МЕДЕУ	2278	101	678	100	643	100	1162	102
13	АЛМАТЫ	2438	101	726	100	688	100	1243	102
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	1579	94	430	92	462	92	1325	99
15	ОП2 КОЯНКОЗ	1579	94	430	92	462	92	1325	99
U=228.1/0 Z1=1.142+j6.674 Z2=1.142+j6.674 Z0=1.614+j12.081									
12-	МЕДЕУ	19448	100	5119	99	5119	99	15356	99
2	АТЭЦ-3 220	16860	100	4411	98	4447	99	13871	98
13	АЛМАТЫ	2589	101	708	100	672	100	1486	101
U=227.1/0 Z1=1.193+j8.488 Z2=1.193+j8.488 Z0=1.792+j12.183									
5-	ПС РОБОТ	15295	98	4451	98	4451	98	13352	98
1,1	ПС АЛМА 220	4769	104	1407	104	1380	104	2418	101
1,2	ПС АЛМА 220	5051	96	1490	96	1461	96	2512	98
4	МОЙНАК ГЭС	862	97	240	97	255	97	316	98
25,1	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	2192	94	624	94	643	94	3810	97
25,2	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	2456	95	699	95	721	95	4299	97
U=224.4/0 Z1=2.159+j20.212 Z2=2.159+j20.212 Z0=14.668+j88.064									
4-	МОЙНАК ГЭС	6375	96	998	99	998	99	2993	99
1	ПС АЛМА 220	1058	102	180	104	163	104	774	100
3	ПС ШЕЛЕК	1301	101	224	103	200	104	1358	98
5	ПС РОБОТ	1152	99	193	101	178	102	861	99
10	ВЫВОД Г-1	1446	90	202	92	231	93	0	0
11	ВЫВОД Г-2	1446	90	202	92	231	93	0	0

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:36:59									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	29/5/13								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	29/5/13	(Л-2053)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
U=226.2/0 Z1=5.587+j29.805 Z2=5.587+j29.805 Z0=6.462+j55.834									
3-	ПС ШЕЛЕК	4307	101	1118	99	1118	99	3355	99
1	ПС АЛМА 220	2138	104	568	102	551	102	1080	104
4	МОЙНАК ГЭС	1874	98	468	96	493	96	634	102
9	СИСТЕМА	304	94	85	92	77	92	1651	94
U=227.0/0 Z1=1.227+j8.705 Z2=1.227+j8.705 Z0=1.674+j11.768									
25-	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	14909	98	4448	98	4448	98	13343	98
0		0	0	0	0	0	0	467	90
5,1	ПС РОБОТ	4801	100	1446	100	1427	100	2253	100
5,2	ПС РОБОТ	5379	100	1620	100	1598	100	2542	100
19,1	КАПЧАГАЙ ГЭС	2308	98	675	98	694	98	3964	99
19,2	КАПЧАГАЙ ГЭС	2446	91	715	91	736	91	4126	97
U=226.9/0 Z1=1.257+j9.410 Z2=1.257+j9.410 Z0=1.125+j9.429									
19-	КАПЧАГАЙ ГЭС	13797	98	4599	97	4599	97	13796	97
0		5176	94	1698	93	1739	93	10263	97
25,1	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	4203	104	1414	103	1394	103	1733	101
25,2	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	4454	97	1499	97	1478	97	1804	99
U=227.7/0 Z1=1.093+j7.179 Z2=1.093+j7.179 Z0=1.665+j12.973									
16-	ПС КОЯН КОЗ	18105	99	4764	98	4763	98	14290	98
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	9016	99	2372	98	2372	98	7117	98
15	ОП2 КОЯНКОЗ	9089	99	2391	98	2391	98	7174	98
U=226.8/0 Z1=1.309+j11.043 Z2=1.309+j11.043 Z0=1.704+j17.695									
17-	ПС-7 АХБК	11773	97	3272	96	3272	96	9815	96
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	3732	100	1060	99	1028	99	2019	100
15	ОП2 КОЯНКОЗ	3732	100	1060	99	1028	99	2019	100
24	СИСТЕМА	4340	91	1160	91	1224	91	5791	94
U=238.7/0 Z1=4.782+j21.347 Z2=4.782+j21.347 Z0=5.598+j39.336									
18-	ЗАПАДНАЯ	6300	103	1652	100	1652	100	4957	100
0		2784	104	850	102	688	101	3044	99
22	Л-2173 ПРОЕКТ-Я	3517	102	803	99	965	100	1915	103
U=220.4/0 Z1=1.046+j10.342 Z2=1.046+j10.342 Z0=0.787+j14.925									

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:36:59									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	29/5/13								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	29/5/13	(Л-2053)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
6-	ГЛАВНАЯ	12244	96	3563	95	3563	95	10688	95
0		10768	95	3086	94	3152	94	10074	94
13	АЛМАТЫ	1488	103	480	102	413	101	619	102

Результаты расчетов токов короткого замыкания при ремонте Л-2123.

Таблица – 1.7.

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:39:31									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	26/5/19								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	26/5/19	(Л- 2123)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
U=498.5/0 Z1=2.832+j29.099 Z2=2.832+j29.099 Z0=5.322+j48.083									
108-	ЮКГРЭС 500	9845	96	2694	96	2694	96	8082	96
0		3311	96	820	96	938	96	4406	93
104	ШУ 500	2885	95	883	95	754	95	1600	99
109	АЛМАТЫ 500	1908	96	525	96	521	96	1090	99
110	АЛМА 500	1741	96	466	96	480	96	997	100
U=512.8/0 Z1=2.208+j23.636 Z2=2.208+j23.636 Z0=3.666+j35.239									
104-	ШУ 500	12471	95	3571	96	3571	96	10713	96
0		1240	95	180	95	425	95	4001	90
105	ФРУНЗЕНСКАЯ	4253	96	1435	96	1131	96	2778	98
106	ЖАМБЫЛ 500	2381	95	807	95	631	95	1263	99

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:39:31									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	26/5/19								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	26/5/19	(Л- 2123		)					
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
108	ЮКГРЭС 500	2291	95	564	96	693	96	1408	99
109	АЛМАТЫ 500	2306	95	584	96	691	96	1289	99
U=536.1/0 Z1=2.280+j24.700 Z2=2.280+j24.700 Z0=4.221+j39.440									
106-	ЖАМБЫЛ 500	12479	95	3467	96	3467	96	10402	96
0		2865	94	765	94	808	95	4357	92
104	ШУ 500	2204	95	486	96	661	96	1415	99
105	ФРУНЗЕНСКАЯ	2604	95	672	96	743	96	1662	99
107,1	ШЫМКЕНТ 500	2950	93	948	93	770	94	1813	98
107,2	ШЫМКЕНТ 500	1866	101	600	101	487	101	1171	97
U=551.9/-0 Z1=2.231+j24.204 Z2=2.231+j24.204 Z0=2.749+j33.888									
107-	ШЫМКЕНТ 500	13108	95	3857	95	3857	95	11570	95
0		8861	95	2812	95	2522	95	8956	94
106,1	ЖАМБЫЛ 500	2607	93	642	93	819	93	1593	99
106,2	ЖАМБЫЛ 500	1649	101	406	100	518	100	1029	99
U=528.1/0 Z1=2.489+j24.762 Z2=2.489+j24.762 Z0=3.303+j33.270									
105-	ФРУНЗЕНСКАЯ	12253	96	3665	96	3665	96	10994	96
0		5484	97	1804	97	1571	97	6990	94
104	ШУ 500	4056	95	1000	95	1304	95	2604	99
106	ЖАМБЫЛ 500	2714	95	862	95	790	95	1409	99
U=499.2/0 Z1=2.491+j24.291 Z2=2.491+j24.291 Z0=6.276+j43.970									
109-	АЛМАТЫ 500	11802	96	3091	97	3091	97	9273	97
7	СР УЗ АТ	1752	97	455	98	460	98	1770	95
99	СР УЗ АТ	1752	97	455	98	460	98	1770	95
104	ШУ 500	2499	95	733	96	626	96	1489	98
108	ЮКГРЭС 500	1630	96	424	97	428	97	1115	98
110	АЛМА 500	4171	95	1024	97	1117	96	3132	98
U=496.0/0 Z1=2.395+j24.532 Z2=2.395+j24.532 Z0=5.930+j42.106									
110-	АЛМА 500	11619	96	3120	97	3120	97	9359	97
0		1530	96	352	97	432	97	1507	100
27	СР УЗ АТ	2056	95	542	96	556	96	2011	95
100	СР УЗ АТ	2056	95	542	96	556	96	2011	95

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:39:31									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	26/5/19								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	26/5/19	(Л- 2123)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
108	ЮКГРЭС 500	1550	96	427	97	412	97	974	98
109	АЛМАТЫ 500	4426	96	1256	97	1164	97	2863	98
U=229.8/0 Z1=0.834+j5.673 Z2=0.834+j5.673 Z0=1.334+j9.698									
13-	АЛМАТЫ	23133	98	6241	98	6241	98	18722	98
0		4374	102	1164	102	1186	102	4587	98
2	АТЭЦ-3 220	2415	102	628	101	660	101	1442	100
5	ПС РОБОТ	2262	101	583	101	620	101	1297	101
6	ГЛАВНАЯ	1337	102	313	102	378	102	697	101
7	СР УЗ АТ	4404	93	1196	92	1185	92	4092	97
12	МЕДЕУ	2257	102	587	101	617	101	1347	100
23	Л-2173 ПРОЕКТ-Я	1755	103	594	103	429	103	1172	99
99	СР УЗ АТ	4404	93	1196	92	1185	92	4092	97
U=227.9/0 Z1=0.629+j4.822 Z2=0.629+j4.822 Z0=1.201+j8.588									
1-	ПС АЛМА 220	27060	97	7153	98	7153	98	21459	98
0		5336	99	1410	99	1411	99	2555	98
2,1	АТЭЦ-3 220	3876	101	1027	101	1024	101	3091	98
2,2	АТЭЦ-3 220	3876	101	1027	101	1024	101	3091	98
3	ПС ШЕЛЕК	758	98	188	98	205	98	599	97
4	МОЙНАК ГЭС	588	97	142	97	160	97	227	97
5,1	ПС РОБОТ	2216	102	576	102	589	102	1892	100
5,2	ПС РОБОТ	2347	95	610	95	624	95	1966	98
27	СР УЗ АТ	4057	93	1094	93	1065	93	4021	96
100	СР УЗ АТ	4057	93	1094	93	1065	93	4021	96
U=228.0/0 Z1=0.871+j5.535 Z2=0.871+j5.535 Z0=0.837+j8.327									
2-	АТЭЦ-3 220	23493	99	6727	98	6727	98	20181	98
1,1	ПС АЛМА 220	4889	100	1398	99	1401	99	2720	102
1,2	ПС АЛМА 220	4889	100	1398	99	1401	99	2720	102
8	СИСТЕМА	5892	98	1693	97	1685	97	9722	94
12	МЕДЕУ	2262	101	669	100	639	100	1165	102
13	АЛМАТЫ	2421	101	716	100	684	100	1247	102
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	1579	94	429	92	461	92	1326	99

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:39:31									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	26/5/19								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	26/5/19	(Л- 2123)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
15	ОП2 КОЯНКОЗ	1579	94	429	92	461	92	1326	99
U=228.1/0 Z1=1.143+j6.693 Z2=1.143+j6.693 Z0=1.612+j12.122									
12-	МЕДЕУ	19394	100	5103	99	5103	99	15310	99
2	АТЭЦ-3 220	16808	100	4400	98	4431	99	13819	98
13	АЛМАТЫ	2587	101	703	100	673	100	1492	101
U=227.6/0 Z1=1.146+j7.597 Z2=1.146+j7.597 Z0=2.040+j13.180									
5-	ПС РОБОТ	17102	99	4578	99	4578	99	13733	99
1,1	ПС АЛМА 220	4541	103	1225	103	1212	104	2614	101
1,2	ПС АЛМА 220	4810	96	1298	96	1284	96	2715	98
4	МОЙНАК ГЭС	850	97	214	97	232	97	347	99
13	АЛМАТЫ	2696	102	749	102	712	102	1423	100
25,2	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	4240	95	1101	95	1147	95	6637	98
U=224.6/0 Z1=2.171+j20.149 Z2=2.171+j20.149 Z0=14.709+j88.353									
4-	МОЙНАК ГЭС	6398	96	997	99	997	99	2991	99
1	ПС АЛМА 220	1061	102	180	104	163	104	774	100
3	ПС ШЕЛЕК	1304	101	224	103	199	104	1360	98
5	ПС РОБОТ	1170	100	197	101	179	102	858	99
10	ВЫВОД Г-1	1446	90	200	92	230	93	0	0
11	ВЫВОД Г-2	1446	90	200	92	230	93	0	0
U=226.3/0 Z1=5.599+j29.760 Z2=5.599+j29.760 Z0=6.464+j55.940									
3-	ПС ШЕЛЕК	4315	101	1119	99	1119	99	3356	99
1	ПС АЛМА 220	2141	104	568	102	551	102	1079	104
4	МОЙНАК ГЭС	1879	98	469	96	493	96	632	102
9	СИСТЕМА	304	94	84	92	77	92	1655	94
U=227.5/0 Z1=1.241+j8.115 Z2=1.241+j8.115 Z0=1.959+j13.106									
25-	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	16000	99	4427	99	4427	99	13281	99
0		0	0	0	0	0	0	518	90
5,1	ПС РОБОТ	0	0	0	0	0	0	0	0
5,2	ПС РОБОТ	11622	100	3249	100	3203	100	6054	100
19,1	КАПЧАГАЙ ГЭС	0	0	0	0	0	0	0	0
19,2	КАПЧАГАЙ ГЭС	4396	94	1183	94	1229	94	6717	98

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:39:31									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	26/5/19								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	26/5/19	(Л- 2123		)					
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
U=227.1/0 Z1=1.246+j9.635 Z2=1.246+j9.635 Z0=1.146+j9.627									
19-	КАПЧАГАЙ ГЭС	13498	97	4502	97	4502	97	13507	97
0		5176	94	1696	93	1742	93	10259	96
25,2	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	8341	100	2813	100	2767	100	3253	100
U=227.7/0 Z1=1.095+j7.196 Z2=1.095+j7.196 Z0=1.663+j13.009									
16-	ПС КОЯН КОЗ	18064	99	4752	98	4752	98	14256	98
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	8995	99	2366	98	2366	98	7100	98
15	ОП2 КОЯНКОЗ	9068	99	2386	98	2385	98	7156	98
U=226.8/0 Z1=1.310+j11.053 Z2=1.310+j11.053 Z0=1.703+j17.705									
17-	ПС-7 АХБК	11763	97	3269	96	3269	96	9808	96
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	3727	100	1059	99	1027	99	2016	100
15	ОП2 КОЯНКОЗ	3727	100	1059	99	1027	99	2016	100
24	СИСТЕМА	4340	91	1160	91	1224	91	5791	94
U=238.5/0 Z1=4.762+j21.168 Z2=4.762+j21.168 Z0=5.598+j39.239									
18-	ЗАПАДНАЯ	6347	103	1660	101	1660	101	4980	101
0		2784	104	849	102	685	101	3051	99
22	Л-2173 ПРОЕКТ-Я	3564	102	811	99	975	100	1932	103
U=220.4/0 Z1=1.047+j10.335 Z2=1.047+j10.335 Z0=0.788+j14.923									
6-	ГЛАВНАЯ	12250	96	3564	95	3564	95	10691	95
0		10768	95	3087	94	3151	94	10076	94
13	АЛМАТЫ	1494	103	481	102	416	101	621	102

Результаты расчетов токов короткого замыкания при ремонте Л-2133.

Таблица – .1.8.

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:40:19									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	27/5/19								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	27/5/19	(Л-2133)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
U=498.5/0 Z1=2.837+j29.101 Z2=2.837+j29.101 Z0=5.325+j48.089									
108-	ЮКГРЭС 500	9844	96	2694	96	2694	96	8081	96
0		3311	96	820	96	938	96	4407	93
104	ШУ 500	2885	95	883	95	754	95	1600	99
109	АЛМАТЫ 500	1908	96	525	96	521	96	1090	100
110	АЛМА 500	1740	96	466	96	480	96	996	100
U=512.8/0 Z1=2.210+j23.637 Z2=2.210+j23.637 Z0=3.667+j35.241									
104-	ШУ 500	12470	95	3571	96	3571	96	10712	96
0		1240	95	180	95	425	95	4001	90
105	ФРУНЗЕНСКАЯ	4253	96	1435	96	1131	96	2778	98
106	ЖАМБЫЛ 500	2381	95	807	95	631	95	1263	99
108	ЮКГРЭС 500	2291	95	564	96	693	96	1408	99
109	АЛМАТЫ 500	2305	95	584	96	691	96	1288	99
U=536.1/0 Z1=2.280+j24.700 Z2=2.280+j24.700 Z0=4.221+j39.440									
106-	ЖАМБЫЛ 500	12479	95	3467	96	3467	96	10402	96
0		2865	94	765	94	808	95	4357	92
104	ШУ 500	2204	95	486	96	661	96	1415	99
105	ФРУНЗЕНСКАЯ	2604	95	672	96	743	96	1662	99
107,1	ШЫМКЕНТ 500	2950	93	948	93	770	94	1813	98
107,2	ШЫМКЕНТ 500	1866	101	600	101	487	101	1171	97
U=551.9/-0 Z1=2.231+j24.204 Z2=2.231+j24.204 Z0=2.749+j33.888									
107-	ШЫМКЕНТ 500	13108	95	3857	95	3857	95	11570	95
0		8861	95	2812	95	2522	95	8956	94
106,1	ЖАМБЫЛ 500	2607	93	642	93	819	93	1593	99
106,2	ЖАМБЫЛ 500	1649	101	406	100	518	100	1029	99
U=528.2/0 Z1=2.490+j24.762 Z2=2.490+j24.762 Z0=3.303+j33.271									
105-	ФРУНЗЕНСКАЯ	12253	96	3665	96	3665	96	10994	96
0		5484	97	1804	97	1571	97	6990	94
104	ШУ 500	4056	95	1000	95	1304	95	2604	99

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:40:19									
УЗЕЛ-КЗ	108 104 106 107 105 109 110								
УЗЕЛ-КЗ	13 1 2 12 5 4 3 25 19 16 17 18 6								
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	27/5/19								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	27/5/19 (Л-2133)								
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
106	ЖАМБЫЛ 500	2714	95	862	95	790	95	1409	99
U=499.2/0 Z1=2.504+j24.296 Z2=2.504+j24.296 Z0=6.300+j44.004									
109-	АЛМАТЫ 500	11799	96	3089	97	3089	97	9268	97
7	СР УЗ АТ	1752	97	455	98	460	98	1769	95
99	СР УЗ АТ	1752	97	455	98	460	98	1769	95
104	ШУ 500	2499	95	733	96	626	96	1490	98
108	ЮКГРЭС 500	1630	96	424	97	428	97	1115	98
110	АЛМА 500	4169	95	1024	97	1116	96	3128	98
U=496.0/0 Z1=2.413+j24.539 Z2=2.413+j24.539 Z0=5.976+j42.166									
110-	АЛМА 500	11615	96	3117	97	3117	97	9351	97
0		1530	96	352	97	432	97	1508	100
27	СР УЗ АТ	2055	95	542	96	555	96	2005	95
100	СР УЗ АТ	2055	95	542	96	555	96	2005	95
108	ЮКГРЭС 500	1550	96	427	97	412	97	975	98
109	АЛМАТЫ 500	4426	96	1255	97	1163	97	2863	98
U=229.8/0 Z1=0.838+j5.675 Z2=0.838+j5.675 Z0=1.339+j9.705									
13-	АЛМАТЫ	23126	98	6237	98	6237	98	18711	98
0		4374	102	1163	102	1186	102	4589	98
2	АТЭЦ-3 220	2414	102	627	101	660	101	1441	100
5	ПС РОБОТ	2258	102	582	101	619	101	1291	101
6	ГЛАВНАЯ	1337	102	313	102	378	102	697	101
7	СР УЗ АТ	4403	93	1196	92	1184	92	4090	97
12	МЕДЕУ	2256	102	586	101	616	101	1347	100
23	Л-2173 ПРОЕКТ-Я	1755	103	593	103	429	103	1173	99
99	СР УЗ АТ	4403	93	1196	92	1184	92	4090	97
U=227.9/0 Z1=0.638+j4.826 Z2=0.638+j4.826 Z0=1.216+j8.611									
1-	ПС АЛМА 220	27035	98	7140	98	7140	98	21419	98
0		5336	99	1408	99	1409	99	2557	98
2,1	АТЭЦ-3 220	3875	101	1026	101	1023	101	3094	98
2,2	АТЭЦ-3 220	3875	101	1026	101	1023	101	3094	98
3	ПС ШЕЛЕК	757	98	187	98	205	98	599	97

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:40:19									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	27/5/19								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	27/5/19	(Л-2133)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
4	МОЙНАК ГЭС	587	97	142	97	160	97	226	97
5,1	ПС РОБОТ	2205	102	572	103	586	103	1867	101
5,2	ПС РОБОТ	2336	95	606	95	621	95	1939	98
27	СР УЗ АТ	4057	93	1092	93	1064	93	4024	97
100	СР УЗ АТ	4057	93	1092	93	1064	93	4024	97
U=228.0/0 Z1=0.875+j5.537 Z2=0.875+j5.537 Z0=0.840+j8.333									
2-	АТЭЦ-3 220	23482	99	6723	98	6723	98	20170	98
1,1	ПС АЛМА 220	4885	100	1396	99	1400	99	2714	102
1,2	ПС АЛМА 220	4885	100	1396	99	1400	99	2714	102
8	СИСТЕМА	5892	98	1692	97	1685	97	9724	94
12	МЕДЕУ	2261	101	669	100	639	100	1164	102
13	АЛМАТЫ	2420	101	716	100	684	100	1246	102
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	1579	94	429	92	461	92	1327	99
15	ОП2 КОЯНКОЗ	1579	94	429	92	461	92	1327	99
U=228.1/0 Z1=1.147+j6.695 Z2=1.147+j6.695 Z0=1.614+j12.128									
12-	МЕДЕУ	19387	100	5101	99	5101	99	15303	99
2	АТЭЦ-3 220	16801	100	4399	99	4429	99	13814	98
13	АЛМАТЫ	2586	101	703	100	673	100	1491	101
U=227.6/0 Z1=1.186+j7.610 Z2=1.186+j7.610 Z0=2.179+j13.363									
5-	ПС РОБОТ	17061	99	4540	99	4540	99	13620	99
1,1	ПС АЛМА 220	4541	103	1218	104	1205	104	2632	100
1,2	ПС АЛМА 220	4810	96	1290	96	1276	96	2734	98
4	МОЙНАК ГЭС	850	97	213	97	231	97	349	98
13	АЛМАТЫ	2696	102	744	102	708	102	1433	100
25,1	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	4194	96	1082	96	1128	96	6474	99
U=224.6/0 Z1=2.176+j20.152 Z2=2.176+j20.152 Z0=14.735+j88.392									
4-	МОЙНАК ГЭС	6397	96	997	99	997	99	2990	99
1	ПС АЛМА 220	1060	102	180	104	162	104	773	100
3	ПС ШЕЛЕК	1304	101	223	103	199	104	1360	98
5	ПС РОБОТ	1169	100	197	101	179	102	857	99
10	ВЫВОД Г-1	1446	90	200	92	230	93	0	0

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:40:19									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	27/5/19								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	27/5/19	(Л-2133)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
11	ВЫВОД Г-2	1446	90	200	92	230	93	0	0
U=226.3/0 Z1=5.605+j29.763 Z2=5.605+j29.763 Z0=6.471+j55.953									
3-	ПС ШЕЛЕК	4315	101	1119	99	1119	99	3356	99
1	ПС АЛМА 220	2141	104	568	102	551	102	1079	104
4	МОЙНАК ГЭС	1878	98	469	96	493	96	632	102
9	СИСТЕМА	304	94	84	92	77	92	1655	94
U=227.5/0 Z1=1.300+j8.188 Z2=1.300+j8.188 Z0=2.123+j13.304									
25-	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	15842	99	4370	99	4370	99	13110	99
0		0	0	0	0	0	0	520	90
5,1	ПС РОБОТ	11487	100	3202	100	3156	100	5990	100
5,2	ПС РОБОТ	0	0	0	0	0	0	0	0
19,1	КАПЧАГАЙ ГЭС	4367	95	1171	95	1217	95	6608	99
19,2	КАПЧАГАЙ ГЭС	0	0	0	0	0	0	0	0
U=227.1/0 Z1=1.466+j9.762 Z2=1.466+j9.762 Z0=1.178+j9.676									
19-	КАПЧАГАЙ ГЭС	13282	99	4447	98	4447	98	13340	98
0		5176	94	1702	93	1748	93	10186	97
25,1	ПС КАПЧАГАЙСКАЯ	8139	102	2756	101	2709	101	3159	101
U=227.7/0 Z1=1.098+j7.198 Z2=1.098+j7.198 Z0=1.665+j13.013									
16-	ПС КОЯН КОЗ	18058	99	4750	98	4750	98	14251	98
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	8993	99	2366	98	2366	98	7097	98
15	ОП2 КОЯНКОЗ	9065	99	2385	98	2385	98	7154	98
U=226.8/0 Z1=1.312+j11.054 Z2=1.312+j11.054 Z0=1.703+j17.707									
17-	ПС-7 АХБК	11762	97	3269	96	3269	96	9807	96
14	ОП 1 КОЯНКОЗ	3727	100	1059	99	1027	100	2015	100
15	ОП2 КОЯНКОЗ	3727	100	1059	99	1027	100	2015	100
24	СИСТЕМА	4340	91	1160	91	1224	91	5790	94
U=238.5/0 Z1=4.764+j21.169 Z2=4.764+j21.169 Z0=5.599+j39.241									
18-	ЗАПАДНАЯ	6347	103	1660	101	1660	101	4980	101
0		2784	104	849	102	685	101	3051	99
22	Л-2173 ПРОЕКТ-Я	3564	102	811	99	975	100	1932	103
U=220.4/0 Z1=1.047+j10.335 Z2=1.047+j10.335 Z0=0.788+j14.923									

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ-ТКЗ по МП Усиление Юга 220 СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-13:40:19									
УЗЕЛ-КЗ	108	104	106	107	105	109	110		
УЗЕЛ-КЗ	13	1	2	12	5	4	3	25	19 16 17 18 6
ПЕЧАТЬ	3								
ПОДРЕЖИМ	1								
ЭЛЕМЕНТ	27/5/19								
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
ЭЛЕМЕНТ	27/5/19	(Л-2133)							
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
6-	ГЛАВНАЯ	12250	96	3564	95	3564	95	10691	95
0		10768	95	3087	94	3151	94	10076	94
13	АЛМАТЫ	1494	103	481	102	416	101	621	102

Проверка коммутационной аппаратуры по режиму короткого замыкания

Результаты расчетов, выполненных для проверки коммутационной аппаратуры приведены в таблице 1.9.

Результаты расчетов токов короткого замыкания для проверки аппаратуры

Таблица 1.9

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-14:32:43									
УЗЕЛ-КЗ 108 109 104 110 107 106									
ПЕЧАТЬ 4									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА (кА)				Однофазное КЗ IА (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=498.5/0 Z1=2.827+j29.078 Z2=2.827+j29.078 Z0=5.321+j48.026									
108-	ЮКГРЭС 500	9,85	96	0	0	8,09	96	0	0
0		3,31	96	6,54	85	3,23	95	4,86	83
104	ШУ 500	2,89	95	6,97	84	2,17	96	5,92	84
109	АЛМАТЫ 500	1,91	96	7,94	84	1,41	97	6,68	84
110	АЛМА 500	1,74	96	8,11	84	1,28	97	6,81	84
U=499.1/0 Z1=2.479+j24.233 Z2=2.479+j24.233 Z0=6.226+j43.609									
109-	АЛМАТЫ 500	11,83	96	0	0	9,32	97	0	0
7	АТ 1	1,76	97	10,07	84	1,51	97	7,81	83
99	АТ 2	1,76	97	10,07	84	1,51	97	7,81	83
104	ШУ 500	2,5	95	9,33	84	1,86	97	7,46	83
108	ЮКГРЭС 500	1,63	96	10,2	84	1,23	97	8,1	83
110	АЛМА 500	4,19	95	7,64	84	3,21	97	6,11	83
U=512.7/0 Z1=2.205+j23.626 Z2=2.205+j23.626 Z0=3.667+j35.223									
104-	ШУ 500	12,48	95	0	0	10,72	96	0	0
0		1,24	95	11,24	85	1,94	92	8,78	84
105	ФРУНЗЕНСКАЯ	4,25	96	8,22	85	3,49	97	7,23	85
106	ЖАМБЫЛ 500	2,38	95	10,09	85	1,86	96	8,86	84
108	ЮКГРЭС 500	2,29	95	10,18	85	1,73	96	8,99	85
109	АЛМАТЫ 500	2,31	95	10,17	85	1,71	97	9,01	85
U=496.0/0 Z1=2.378+j24.455 Z2=2.378+j24.455 Z0=5.813+j41.463									
110-	АЛМА 500	11,65	96	0	0	9,44	97	0	0

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Усиление юга (схема 220) ДАТА-28.08.2022. ВРЕМЯ-14:32:43									
УЗЕЛ-КЗ 108 109 104 110 107 106									
ПЕЧАТЬ 4									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IA (кА)				Однофазное КЗ IA (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
0		1,53	96	10,13	84	1,29	98	8,15	84
27	АТ 1	2,07	95	9,58	84	1,8	96	7,64	83
100	АТ 2	2,07	95	9,58	84	1,8	96	7,64	83
108	ЮКГРЭС 500	1,55	96	10,1	84	1,17	97	8,27	83
109	АЛМАТЫ 500	4,43	96	7,22	85	3,39	97	6,05	84
U=551.9/-0 Z1=2.230+j24.204 Z2=2.230+j24.204 Z0=2.749+j33.888									
107-	ШЫМКЕНТ 500	13,11	95	0	0	11,57	95	0	0
0		8,86	95	4,25	84	8,32	94	3,25	83
106,1	ЖАМБЫЛ 500	2,61	93	10,5	84	1,99	95	9,58	85
106,2	ЖАМБЫЛ 500	1,65	101	11,47	86	1,27	100	10,31	86
U=536.1/0 Z1=2.279+j24.698 Z2=2.279+j24.698 Z0=4.222+j39.439									
106-	ЖАМБЫЛ 500	12,48	95	0	0	10,4	96	0	0
0		2,86	94	9,62	84	3,02	93	7,38	83
104	ШУ 500	2,2	95	10,27	85	1,62	97	8,78	84
105	ФРУНЗЕНСКАЯ	2,6	95	9,88	85	1,97	97	8,43	85
107,1	ШЫМКЕНТ 500	2,95	93	9,53	84	2,32	95	8,08	84
107,2	ШЫМКЕНТ 500	1,87	101	10,62	86	1,48	100	8,93	85

Проверка выключателей ЛЭП 500 кВ

Таблица 1.10

Наименование подстанции	Диспетчерское наименование оборудования	Параметры выключателей											Расчетные данные						Примечание
		Тип установленного оборудования	Класс напряжения	Вид оборудования	Номинальный ток (А)	Номинальный ток отключения короткого замыкания (кА)	Номинальный сквозной ток (кА) (наибольший ток)	Номинальный ток термической стойкости	Время протекания тока термической стойкости не более, с	Вуст, термическая стойкость, кА^2*с	Собственное время выключателя		КЗ за выключателем, кА	Та, постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с	куд, ударный коэффициент	Ударный ток КЗ, кА	Вк, импульс квадратичного тока КЗ,		
											включе е (мс)	отключен ие (мс)							
ПС-500 ЮКГРЭС	В-21	выкл. элегазовый 3AP2FI 550-3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	63	1	3969	65	28	6,97	0,04	1,775	17,5 0	79,1 3	устой чив	
ПС-500 ЮКГРЭС	В-22	выкл. элегазовый 3AP2FI 550-3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	63	1	3969	65	28	6,97	0,04	1,775	17,5 0	79,1 3	устой чив	
ПС-500 ЮКГРЭС	В-23	выкл. элегазовый GL 317 550-3150/31,5	500	ВЭ	3150	31,5	125	50	3	7500	100-102	45	6,97	0,04	1,775	17,5 0	79,9 6	устой чив	
ПС-500 ЮКГРЭС	В-32	выкл. элегазовый HPL550B2 550-4000/40	500	ВЭ	4000	40	100-125	63	3	11907	65	40	7,94	0,04	1,775	19,9 3	103, 43	устой чив	
ПС-500 ЮКГРЭС	В-33	выкл. элегазовый HPL550B2 550-4000/40	500	ВЭ	4000	40	100-125	63	3	11907	65	40	7,94	0,04	1,775	19,9 3	103, 43	устой чив	
ПС-500 ЮКГРЭС	В-51	выкл. элегазовый GL 317 550-3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	50	3	7500	100-102	45	8,11	0,04	1,775	20,3 6	108, 24	устой чив	
ПС-500 ЮКГРЭС	В-52	выкл. элегазовый GL 317 550-3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	50	3	7500	100-102	45	8,11	0,04	1,775	20,3 6	108, 24	устой чив	

Наименование подстанции	Диспетчерское наименование оборудования	Параметры выключателей											Расчетные данные					Примечание
		Тип установленного оборудования	Класс напряжения	Вид оборудования	Номинальный ток (А)	Номинальный ток отключения короткого замыкания (кА)	Номинальный сквозной ток (кА) (наибольший ток)	Номинальный ток термической стойкости	Время протекания тока термической стойкости не более, с	Вуст, термическая стойкость, кА ^2*с	Собственное время выключателя		КЗ за выключателем, кА	Та, постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с	куд, ударный коэффициент	Ударный ток КЗ, кА	Вк, импульс квадратичного тока КЗ, с	
											включен е (мс)	отключен ие (мс)						
ПС-500 Алматы	В-1	выкл. элегазовый GL 317 525-3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	50	3	7500	100-102	45	7,64	0,04	1,775	19,18	96,06	устойчив
ПС-500 Алматы	В-2	выкл. элегазовый GL 317 525-3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	50	3	7500	100-102	45	7,64	0,04	1,775	19,18	96,06	устойчив
ПС-500 Алматы	В-3	выкл. воздушный ВВ-500Б-2000/31,5	500	ВВ	2000	31,5	80	34	1	1156	260	50-60	10,2	0,04	1,775	25,60	172,75	устойчив
ПС-500 Алматы	В-4	выкл. воздушный ВВ-500Б-2000/31,5	500	ВВ	2000	31,5	80	34	1	1156	260	50-60	10,2	0,04	1,775	25,60	172,75	устойчив
ПС-500 Алматы	В-5	выкл. элегазовый ЗАР2FI 550-3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	63	1	3969	65	28	9,33	0,04	1,775	23,42	141,76	устойчив
ПС-500 Алматы	В-6	выкл. элегазовый ЗАР2FI 550-3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	63	1	3969	65	28	9,33	0,04	1,775	23,42	141,76	устойчив
ПС-500 Шу	В-1	выкл. элегазовый GL 317 550-2000/31,5	500	ВЭ	2000	31,5	125	50	3	7500	100-102	45	10,17	0,04	1,775	25,53	170,18	устойчив
ПС-500 Шу	В-2	выкл. элегазовый GL 317 550-2000/31,5	500	ВЭ	2000	31,5	125	50	3	7500	100-102	45	10,17	0,04	1,775	25,53	170,18	устойчив
ПС-500 Шу	В-3	выкл. элегазовый GL 317 550-2000/31,5	500	ВЭ	2000	31,5	125	50	3	7500	100-102	45	8,22	0,04	1,775	20,63	111,19	устойчив

Наименование подстанции	Диспетчерское наименование оборудования	Параметры выключателей											Расчетные данные					Примечание
		Тип установленного оборудования	Класс напряжения	Вид оборудования	Номинальный ток (А)	Номинальный ток отключения короткого замыкания (кА)	Номинальный сквозной ток (кА) (наибольший ток)	Номинальный ток термической стойкости	Время протекания тока термической стойкости не более, с	Вуст, термическая стойкость, кА ^2*с	Собственное время выключателя		КЗ за выключателем, кА	Та, постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с	куд, ударный коэффициент	Ударный ток КЗ, кА	Вк, импульс квадратичного тока КЗ,	
											включе ние (мс)	отключе ние (мс)						
ПС-500 Шу	В-4	выкл. элегазовый GL 317 550- 2000/31,5	500	ВЭ	2000	31,5	125	50	3	7500	100- 102	45	8,22	0,04	1,775	20,6 3	111, 19	устой чив
ПС-500 Шу	В-5	выкл. элегазовый GL 317 550- 2000/31,5	500	ВЭ	2000	31,5	125	50	3	7500	100- 102	45	10,1 8	0,04	1,775	25,5 5	170, 52	устой чив
ПС-500 Шу	В-6	выкл. элегазовый GL 317 550- 2000/31,5	500	ВЭ	2000	31,5	125	50	3	7500	100- 102	45	10,1 8	0,04	1,775	25,5 5	170, 52	устой чив
ПС-500 Шу	Проектируемой ВЛ 500 кВ ПС Жамбыл-ПС Шу		500	ВЭ	3150	50	125	50	3	7500	-	40	10,0 9	0,04	1,775	25,3 3	167, 01	устой чив
ПС-500 Алма	В-1	выкл. элегазовый GL 317 550- 3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	50	3	7500	100- 102	45	7,22	0,04	1,775	18,1 2	85,7 9	устой чив
ПС-500 Алма	В-2	выкл. элегазовый GL 317 550- 3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	50	3	7500	100- 102	45	7,22	0,04	1,775	18,1 2	85,7 9	устой чив
ПС-500 Алма	В-3	выкл. элегазовый GL 317 550- 3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	50	3	7500	100- 102	45	10,1	0,04	1,775	25,3 5	167, 85	устой чив
ПС-500 Алма	В-4	выкл. элегазовый GL 317 550- 3200/50	500	ВЭ	3200	31,5	125	50	3	7500	100- 102	45	10,1	0,04	1,775	25,3 5	167, 85	устой чив

Наименование подстанции	Диспетчерское наименование оборудования	Параметры выключателей											Расчетные данные					Примечание
		Тип установленного оборудования	Класс напряжения	Вид оборудования	Номинальный ток (А)	Номинальный ток отключения короткого замыкания (кА)	Номинальный сквозной ток (кА) (наибольший ток)	Номинальный ток термической стойкости	Время протекания тока термической стойкости не более, с	Вуст, термическая стойкость, кА ^2*с	Собственное время выключателя		КЗ за выключателем, кА	Та, постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с	куд, ударный коэффициент	Ударный ток КЗ, кА	Вк, импульс квадратичного тока КЗ,	
											включени е (мс)	отключен ие (мс)						
ПС 500 кВ "Шымкент"	В-3Е Л5169	GL317/FK3-4 500/3150	500	ВЭ	3150	31,5	125	50	3	7500	100-102	45	10,5	0,04	1,775	26,36	181,40	устойчив
ПС 500 кВ "Шымкент"	В-4Е Л5169	GL317/FK3-4 500/3150	500	ВЭ	3150	31,5	125	50	3	7500	100-102	45	10,5	0,04	1,775	26,36	181,40	устойчив
ПС 500 кВ "Шымкент"	Проектируемой ВЛ 500 кВ ПС Жамбыл-ПС Шымкент		500	ВЭ	3150	50	125	50	3	7500	-	40	11,47	0,04	1,775	28,79	215,80	устойчив
ПС 500 кВ "Жамбыл"	яч.2Е В-2Е Л-5159	ВВ-500Б-31,5/2000	500	ВВ	2000	31,5	80	34	1	1156	260	50-60	9,88	0,04	1,775	24,80	162,08	устойчив
ПС 500 кВ "Жамбыл"	яч.3Е В-3Е Л-5169	ВВ-500Б-31,5/2000	500	ВВ	2000	31,5	80	34	1	1156	260	50-60	9,53	0,04	1,775	23,92	150,80	устойчив
ПС 500 кВ "Жамбыл"	яч.4Е В-4Е Л-5169	ВВ-500Б-31,5/2000	500	ВВ	2000	31,5	80	34	1	1156	260	50-60	9,53	0,04	1,775	23,92	150,80	устойчив
ПС 500 кВ "Жамбыл"	Проектируемой ВЛ 500 кВ ПС Жамбыл-ПС Шымкент		500	ВЭ	3150	50	125	50	3	7500	-	40	10,62	0,04	1,775	26,66	185,01	устойчив
ПС 500 кВ "Жамбыл"	Проектируемой ВЛ 500 кВ ПС Жамбыл-ПС Шу		500	ВЭ	3150	50	125	50	3	7500	-	40	10,27	0,04	1,775	25,78	173,02	устойчив

Выводы

По результатам расчетов при усилении сети 500-220 кВ Южной зоны ЕЭС Казахстана максимальные токи трехфазного короткого замыкания составили:

- ПС ЮКГРЭС 500 кВ 9852 А;
- ПС Шу 500 кВ 12476 А;
- ПС Жамбыл 500 кВ 12480 А;
- ПС Шымкент 500 кВ 13108 А;
- ПС Фрунзенская 500 кВ 12254 А;
- ПС Алматы 500 кВ 11830 А;
- ПС Алма 500 кВ 11655 А;
- ПС Алматы 220 кВ 23197 А;
- ПС Алма 220 кВ 27278 А;
- Алматинской ТЭЦ-3 220 кВ 23572 А;
- ПС Медеу 220 кВ 19448 А;
- ПС Робот 220 кВ 17507 А;
- Мойнакская ГЭС 220 кВ 6405 А;
- ПС Шелек 220 кВ 4319 А;
- ПС Капчагайская 220 кВ 16908 А;
- Капчагайская ГЭС 220 кВ 15197 А;
- ПС Коян-Коз 220 кВ 18105 А;
- ПС-7 АХБК 220 кВ 11773 А;
- ПС Западная 220 кВ 6349 А;
- ПС Главная 220 кВ 12250 А.

Токи однофазного короткого замыкания составили:

- ПС ЮКГРЭС 500 кВ 8089 А;
- ПС Шу 500 кВ 10717 А;
- ПС Жамбыл 500 кВ 10402 А;
- ПС Шымкент 500 кВ 11570 А;
- ПС Фрунзенская 500 кВ 10995 А;
- ПС Алматы 500 кВ 9321 А;
- ПС Алма 500 кВ 9442 А;

- ПС Алматы 220 кВ 18817 А;
- ПС Алма 220 кВ 21835 А;
- Алматинской ТЭЦ-3 220 кВ 20273 А;
- ПС Медеу 220 кВ 15362 А;
- ПС Робот 220 кВ 14948 А;
- Мойнакская ГЭС 220 кВ 3001 А;
- ПС Шелек 220 кВ 3361 А;
- ПС Капчагайская 220 кВ 14800 А;
- Капчагайская ГЭС 220 кВ 14897 А;
- ПС Коян-Коз 220 кВ 14293 А;
- ПС-7 АХБК 220 кВ 9816 А;
- ПС Западная 220 кВ 4981 А;
- ПС Главная 220 кВ 10691 А.

При этом наблюдается увеличение по сравнению с текущим уровнем токов КЗ:

1. Трехфазных:

- ПС ЮКГРЭС 500 кВ на 433 А;
- ПС Шу 500 кВ на 1982 А;
- ПС Жамбыл 500 кВ на 2827 А;
- ПС Шымкент 500 кВ на 1290 А;
- ПС Фрунзенская 500 кВ на 382 А;
- ПС Алматы 500 кВ на 687 А;
- ПС Алма 500 кВ на 505 А;
- ПС Алматы 220 кВ на 1889 А;
- ПС Алма 220 кВ на 1590 А;
- ПС Робот 220 кВ на 3399 А;
- Мойнакская ГЭС 220 кВ на 991 А;
- ПС Шелек 220 кВ на 131 А;
- ПС Капчагайская 220 кВ на 3089 А;
- Капчагайская ГЭС 220 кВ на 2205 А.
- также снижение токов КЗ на ПС-7 АХБК на 1821 А; ПС Коян-Коз на 599А; ПС Западная на 458 А;

2. Однофазных:

- ПС ЮКГРЭС 500 кВ на 266 А;

- ПС Шу 500 кВ на 1550 А;
- ПС Жамбыл 500 кВ на 2277 А;
- ПС Шымкент 500 кВ на 979 А;
- ПС Фрунзенская 500 кВ на 262 А;
- ПС Алматы 500 кВ на 522 А;
- ПС Алма 500 кВ на 452 А;
- ПС Алматы 220 кВ на 1479 А;
- ПС Алма 220 кВ на 1540 А;
- ПС Робот 220 кВ на 2549 А;
- Мойнакская ГЭС 220 кВ на 678 А;
- ПС Шелек 220 кВ на 151 А;
- ПС Капчагайская 220 кВ на 2335 А;
- Капчагайская ГЭС 220 кВ на 1779 А;
- также снижение токов КЗ на ПС-7 АХБК на 1501 А; ПС Коян-Коз на 374А; ПС Западная на 404 А.

По результатам выполненных расчётов проверки коммутационной аппаратуры выяснилось, что уровни расчетных токов короткого замыкания в сетях 500–220 кВ не превышают номинальные отключающие способности выключателей ЛЭП и трансформаторов. В связи с вышеуказанным установка токоограничивающих реакторов не требуется.

1.2 Необходимые объемы и оптимальные места установки устройств компенсации реактивной мощности (шунтирующих управляемых и неуправляемых шинных и линейных реакторов/статических компенсаторов тиристорных (СТК) и транзисторных (СТАТКОМ)/батарей статических конденсаторов и фильтрокомпенсирующих устройств - отдельно или в различных сочетаниях). Обоснование установки устройств компенсации реактивной мощности.

В данном разделе определены необходимые объемы и оптимальные места установки устройств компенсации реактивной мощности (шунтирующих управляемых и неуправляемых шинных и линейных реакторов/статических компенсаторов тиристорных (СТК) и транзисторных (СТАТКОМ)/батарей статических конденсаторов и фильтрокомпенсирующих устройств - отдельно или в различных сочетаниях) в Южном регионе для обеспечения пропускной способности линий электропередач, нормируемых уровней напряжения и оптимизации режимов реактивной мощности.

Новое строительство ВЛ 500 кВ «Шу-Жамбыл» и «Жамбыл-Шымкент» предусматривает протяженность более 400 км в сумме, что требует необходимость установки линейных реакторов на концах ВЛ. Установка линейных реакторов позволяет снизить высокие уровни напряжения, при нормальных, аварийных и ремонтных работах, а также при изолированной работе Южной Зоны от Центральной Азии.

Выполненные расчёты для холостого хода показывают достаточность установки **2-х линейных реакторов для нового строительства ВЛ 500 кВ «Шу-Жамбыл» с двух концов линии**, а также установка **УШР на шинах ПС 500кВ «Шымкент»** с целью плавного регулирования уровнем напряжения. Необходимо учесть, что устанавливаемый УШР на шинах ПС 500кВ «Шымкент» является обязательным для обеспечения изолированной работы Южной зоны ЕЭС РК от ОЭС ЦА.

В настоящее время существует проблема с низкими уровнями напряжения в Кентауском энергоузле. На основе выполненных расчётов и анализа, проблема сохраняется и усугубляется в дальнейших перспективных режимах, что указывает на необходимость установки источника реактивной мощности (ИРМ) для повышения напряжения в данных узлах. В связи с чем, для обеспечения нормального уровня напряжения на ПС 220 кВ Кентау

необходимо установить управляемый источник реактивной мощности на 100 МВАр.

Данное мероприятие обеспечивает нормальную работу сети. Однако, учитывая невозможность регулирования БСК, появляется необходимость установки управляемого шунтирующего реактора во избежание перенапряжений в данном энергоузле.

Напряжения на ПС Кентау 220 кВ с учетом установки БСК мощностью 50 МВАр составляют:

1. На уровень 2028 год (нормальный режим):
 - режим зимнего максимума - 226 кВ;
 - режим летнего максимума (с учетом генерации ближайших объектов ВИЭ, подключенных в данный энергоузел) - 234 кВ;
 - режим летнего минимума - 235 кВ.
2. На уровень 2028 год (послеаварийный режим):
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-2439 - 220 кВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-2569 - 218 кВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-2559 - 222 кВ.
3. На уровень 2035 год (нормальный режим):
 - режим зимнего максимума - 220 кВ;
 - режим летнего максимума (с учетом генерации ближайших объектов ВИЭ, подключенных в данный энергоузел) - 236 кВ;
 - режим летнего минимума - 229 кВ.
4. На уровень 2035 год (послеаварийный режим):
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-2439 - 210 кВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-2569 - 207 кВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-2559 - 213 кВ.

По результатам расчетов нормального режима, для поддержания уровня напряжения в диапазоне 220–235 кВ в данном энергоузле, необходимо обеспечить постоянную мощность БСК 50 МВАр. В послеаварийных режимах наблюдаются снижения напряжения до 218 кВ на уровень нагрузок 2028 г., и до 207 кВ на уровень нагрузок 2035 г.

Диапазон мощности БСК от 51 до 100 МВАр рекомендуется регулировать с помощью управляемого шунтирующего реактора мощностью 50 МВАр. Установка дополнительных регулирующих установок (от 51 до 100 МВАр), с

шагом регулирования до 10 МВАр, улучшает ситуацию в данном энергоузле, обеспечивая плавное регулирование уровней напряжения в различных режимах.

Протяженность нового строительства ВЛ 220 кВ «Алма-Мойнакская ГЭС» составляет 250 км, в результате чего наблюдаются высокие уровни напряжения (режим летнего минимума, макс. напряжение - 245 кВ), и в текущих режимах напряжение на шинах ПС 220 кВ Мойнак находится в пределах 240 кВ, что указывает на необходимость установки реактора на шины подстанции 220 кВ «Мойнакская ГЭС». Также стоит упомянуть текущую ситуацию на Мойнакской ГЭС. Станция состоит из двух генераторов, диапазон регулирования реактивной мощности которых варьируется от -12 МВАр до 101 МВАр для каждого, что теоретически сможет поддерживать напряжение в нормальных пределах. Однако, принимая во внимание особенность Мойнакской ГЭС, что в режимах недовозбуждения станция не способна регулировать реактивную мощность для снижения высокого уровня напряжения на шинах, можем сделать вывод, что установка **управляемого реактора УШР 100 МВАр на ПС 220 кВ Мойнакская ГЭС** будет способствовать поддержанию напряжения в нормируемых пределах.

Ниже в таблице 1.13 приведен результаты сравнительного анализа на основе расчётов в различных режимах работы станции, где показаны выработка активной мощности и напряжения при разных уровнях реактивной мощности, также напряжения при установке устройств УШР на 60 и 100 МВт.

Выработка активной мощности и напряжения при разных уровнях реактивной мощности с учётом и без УШР

Таблица 1.13

Q _{ген.ст} МВАр	U, кВ (напр. без учета УШР)	Q _{УШР} МВАр	U, кВ (напр. с учетом УШР)
Выработка станции P_{ген}=260 МВт, летний минимум			
0	241	60	230
		100	226
20	245	60	233
		100	226
40	248	60	236
		100	229
60	252	60	239
		100	233
80	255	60	243
		100	235
200	272	100	250
Выработка станции P_{ген}=80 МВт, летний минимум			
0	245	60	230
		100	225
20	247	60	235
		100	230
25	253	60	240
		100	233

На основе вышеприведенного анализа и выполненных расчётов необходимо в проекте строительства учесть:

1. установку 2-х линейных реакторов (по 180 МВАр) для нового строительства ВЛ 500 кВ «Шу-Жамбыл» с двух концов линии;
2. установку УШР на шинах ПС 500кВ «Шымкент» мощностью 180МВАр;
3. установку управляемого источника реактивной мощности на 60 МВАр;
4. установку управляемого шунтирующего реактора УШР 100 МВАр на ПС 220 кВ Мойнакская ГЭС.

1.3 Установка устройств PMU на проектируемых ПС и передача данных с устройств PMU в ПТК WAMS.

Система WAMS на базе современного программного комплекса e-terraPhasorPoint введена в эксплуатацию НЭС Казахстана в первом квартале 2019 года и до текущего времени осуществляет мониторинг динамических процессов в энергосистеме транзита 500 кВ «Север-Восток-Юг» с охватом 2-х ПС 500кВ Южной зоны.

Архитектура системы WAMS охватывает 14 объектов в направлении транзита «Север-Юг Казахстана» включая ЭГРЭС-1, подстанции «Шымкент-500 кВ» и «Жамбыл-500 кВ». На ПС установлены PMU-устройства векторных измерений, GPS-часы и коммутаторы, через которые обеспечивается синхронизация данных измерений и направляется на серверы хранилищ.

Перечень контролируемых присоединений WAMS НЭС Казахстана приведен ниже в таблице 1.14.

Перечень контролируемых присоединений WAMS НЭС Казахстана

Таблица 1.14

№ п/п	Наименование объекта	Наименование присоединения
1	1. ПС «Экибастузская»	ВЛ-5170
2		ВЛ-5370
3		ВЛ-1104
4	2. ЭГРЭС-1	ВЛ-5120
5		ВЛ-5050
6		ВЛ-5017
7	3. ПС «Агадырь»	ВЛ-5138
8		ВЛ-5170
9		ВЛ-5300
10		ВЛ-5320
11	4. ПС «ЮКГРЭС»	ВЛ-5300
12		ВЛ-5313
13		ВЛ-5320
14		ВЛ-5333
15		ВЛ-5363
16	5. ПС «Шу»	ВЛ-5143
17		ВЛ-5333
18		ВЛ-5343

№ п/п	Наименование объекта	Наименование присоединения
19	6. ПС «Алматы»	ВЛ-5313
20		ВЛ-5343
21		ВЛ-5353
22	7. ПС «Алма»	ВЛ-5413
23		ВЛ-5363
24		ВЛ-5353
25	8. ПС «Семей»	ВЛ-5370
26		ВЛ-5394
27		ВЛ-5384
28	9. ПС «Усть-Каменогорск»	ВЛ-5384
29		ВЛ-5544
30	10. ПС «Нура»	ВЛ-5120
31		ВЛ-5138
32	11. ПС «Шымкент»	ВЛ-5019
33		ВЛ-5169
34	12. ПС «Жамбыл»	ВЛ-5169
35		ВЛ-5159
36	13. ПС «Талдыкорган»	ВЛ-5400
37		ВЛ-5413
38	14. ПС «Актогай»	ВЛ-5394
39		ВЛ-5400

С учётом нового строительства в рамках данного ТЭО, необходимо обеспечить мониторинг проектируемых ВЛ 500кВ и 220кВ на следующих объектах:

1. ПС 220кВ «Мойнакская ГЭС». Шкаф с РМУ, GPS и коммутатором. Мониторинг 3 (трёх) ЛЭП: Л-2373 (Шелек-МГЭС), Л-2383 (Робот-МГЭС) и новая ЛЭП 220кВ Алма-МГЭС.
2. ПС «Шу-500кВ». Шкаф с РМУ и коммутатором (синхронизацию по GPS часам получить через подключение к существующему источнику точного времени Reason RT430). Мониторинг одной проектируемой ЛЭП 500кВ Шу-Жамбыл и существующей ЛЭП 220кВ Л-2233 «Шу-Аспара».
3. ПС «Жамбыл-500кВ». Шкаф с РМУ и коммутатором (синхронизацию по GPS часам получить через подключение к существующему

источнику точного времени Reason RT430). Мониторинг 2 (двух) проектируемых ЛЭП 500кВ «Шу-Жамбыл» и «Жамбыл-Шымкент».

4. ПС «Шымкент-500кВ». Шкаф с РМУ и коммутатором (синхронизацию по GPS часам получить через подключение к существующему источнику точного времени Reason RT430). Мониторинг одной проектируемой ЛЭП 500кВ Шымкент-Жамбыл и существующей ЛЭП 220кВ Л-2349 «Шымкент 500кВ – Шымкентская 220кВ».

Также необходимо обеспечить подключение к новым ВОЛС проектируемые и существующие Шкафы WAMS на ПС «Жамбыл-500кВ» и «Шымкент-500кВ». Подключение каналов связи осуществляется по сети ТСР/IP, что не требует установки дополнительных приемо-передатчиков (достаточно наличие свободных портов на коммутаторах).

2. РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

2.1. Определение основных принципов организации противоаварийной автоматики и принципов и настройки противоаварийного управления в Южной зоне и ЕЭС Казахстана в целом (АПНУ, АЛАР, АОСН, АОПН, АДС, АОСЧ, АОПЧ, АРО) для рекомендуемого варианта, а также разработать внесение необходимых изменений в существующую ПА с учетом развития сети ЕЭС Казахстана по другим проектам на год реализации проекта

Предназначением противоаварийного управления (ПАУ) является автоматическое предотвращение и локализация аварийных режимов при возникновении нормативных возмущений.

В настоящее время автоматическое противоаварийное управление, предназначенное для предотвращения нарушения устойчивости в системообразующей сети ЕЭС Казахстана, осуществляется рядом локальных и узловых устройств ПА, каждое из которых контролирует свой участок сети. В настоящее время в ЕЭС Казахстана введена в работу система ЦСПА с подключением 4 низовых устройств, в частности АДВ Южной зоны расположенной на ПС-500 ЮКГРЭС. Управляющие воздействия в ЕЭС Казахстана выполнены на отключение генераторов (ОГ), отключение нагрузки (ОН), деление сети (ДС), отключение реакторов 500 кВ.

Для определения основных принципов организации ПА и принципов настройки ПАУ в Южной зоне и ЕЭС Казахстана для рекомендуемого варианта при развитии системы по другим проектам, выполнены расчеты динамической устойчивости и по критерию N-1. Далее представлены результаты расчетов и анализа устойчивости.

Расчеты устойчивости по критерию N-1 (ремонтные схемы) и N-2 (ремонтные послеаварийные схемы)

Для оптимистичного и пессимистичного режимов в перспективе на 2028 год проведена серия расчетов устойчивости по критерию N-1 для определения принципов ПА в Южной зоне Казахстана с использованием программы DigSilent PowerFactory.

Исходные режимы для расчета динамической устойчивости:

1) Оптимистичный режим зимнего максимума – при плановом вводе перспективных электростанций в Южной зоне ЕЭС Казахстана (Потокораспределение в режиме представлено в Приложении 1.1);

2) Пессимистичный режим зимнего максимума – при отставании ввода перспективных электростанций в Южной зоне ЕЭС Казахстана (Потокораспределение в режиме представлено в Приложении 1.2);

3) Оптимистичный режим летнего максимума – при плановом вводе перспективных электростанций в Южной зоне ЕЭС Казахстана (Потокораспределение в режиме представлено в Приложении 1.3);

4) Пессимистичный режим летнего максимума – при отставании ввода перспективных электростанций в Южной зоне ЕЭС Казахстана (Потокораспределение в режиме представлено в Приложении 1.4).

Принято, что для режимов зимнего максимума при токовой нагрузке свыше 90% – у элемента высокая загруженность, а свыше 100% – элемент является перегруженным. Для режимов летнего максимума генерации ВИЭ с учетом поправочного коэффициента температуры окружающей среды, который равняется 0,81 для температуры +40°C, при токовой нагрузке свыше 71% – у элемента высокая загруженность, а свыше 81% – элемент является перегруженным.

Результаты расчетов устойчивости по критерию N-1 и N-2 сведены в таблицы ниже. В таблицах приведены расчетные значения процентной загрузки ВЛ-220 кВ, АТ-500/220, а также трансформаторов 220/110. Согласно приведенным таблицам в рамках данной работы при разработке принципов ПА по Южной Зоне Казахстана учитывались объекты АО «KEGOC».

Таблица 1 - Зимний максимум на 2028г. оптимистичный режим, N-1

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
1	АТ-2 Таугуль 220	141,445	43,749	АТ-1 Таугуль 220
2	Шиели Т2	136,383	70,158	Шиели Т1
3	АТ-1 Чилик 220	136,011	64,633	АТ-2 Чилик 220
4	АТ-2 Чилик 220	136,011	64,633	АТ-1 Чилик 220
5	ГПП-1 Т1	125,550	61,362	ГПП-1 Т2
6	ГПП-1 Т2	125,550	61,362	ГПП-1 Т1
7	Шиели Т1	105,656	69,736	Шиели Т2

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
8	АТ-2 Западная 220	104,366	51,145	АТ-1 Западная 220
9	АТ-1 Западная 220	104,366	51,145	АТ-2 Западная 220
10	2139	103,737	71,688	2129
11	Жалгаш Т1	100,560	96,556	2039
12	2129	97,629	63,659	2139
13	Т-1 КызылОрд ТЭЦ 220	95,201	94,716	2039
14	Т-1 КапчГЭС	94,512	93,149	5363
15	ПЛ2-В3-Л5 Турк 220	91,613	42,747	ПГУ-1000-500
16	2379	91,554	42,630	ПГУ-1000-500
17	ПЛ2-В3-Л7 Турк-220	88,668	41,370	ПГУ-1000-500
18	2499	88,615	41,261	ПГУ-1000-500
19	Т-1 КызылОрд ТЭЦ 220	88,235	87,747	2039
20	2119	83,351	55,493	2139
21	Т1 Мойнак 220	78,098	74,153	Линия Мойнак_Алма
22	Т2 Мойнак 220	78,097	74,153	Линия Мойнак_Алма
23	2149	77,412	49,552	2139
24	2369	77,281	33,924	2359
25	Т-2 ПГУ КызылОрда 220	77,278	74,872	2039
26	2359	76,773	42,404	2369
27	Т-1 ПГУ КызылОрда-220	76,017	74,909	Т-1 КызылОрд ТЭЦ 220
28	ТР Таугуль 220	68,512	47,359	АТ-2 Таугуль 220
29	АТ-1 ПС-62	68,318	67,116	5363
30	АТ-1 ПС-7 220	68,108	49,428	АТ-2 ПС-7 220
31	АТ-2 ПС-7 220	68,108	49,428	АТ-1 ПС-7 220
32	2193	65,918	48,506	2163
33	2359	64,805	30,513	2369
34	БТ-5_5 ПГУ-1000 Турк-500	60,656	58,475	5169
35	БТ-5_4 ПГУ-1000 Турк-500	60,656	58,475	5169
36	БТ-5_6 ПГУ-1000 Турк-500	60,656	58,475	5169
37	БТ-5_4 ПГУ-1000 Турк-500	59,244	57,011	5169
38	БТ-5_5 ПГУ-1000 Турк-500	59,244	57,011	5169
39	БТ-5_6 ПГУ-1000 Турк-500	59,244	57,011	5169
40	2373	56,365	40,230	2383
41	Линия Мойнак_Алма	55,230	32,315	2373
42	2143	52,877	31,019	2153
43	2153	52,877	31,019	2143
44	2829	51,788	16,382	2379

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
45	2819	51,520	16,547	2379
46	2459-2489	51,260	15,642	2479
47	2428	51,032	17,189	5148
48	К-орда Т1	50,268	25,028	К-орда Т2
49	К-орда Т2	50,268	25,028	К-орда Т1

Таблица 2 – Зимний максимум на 2028г. оптимистичный режим, N-2

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
1	2139	166,413	71,688	2129-2119
2	ПЛ2-В3-Л5	166,243	42,747	ПЛ2-В3-Л7-Линия Шим-ПГУ
3	2379	166,184	42,630	ПЛ2-В3-Л7-Линия Шим-ПГУ
4	ПЛ2-В3-Л7	165,332	41,370	ПЛ2-В3-Л5-Линия Шим-ПГУ
5	2499	165,277	41,261	ПЛ2-В3-Л5-Линия Шим-ПГУ
6	2129	162,212	63,659	2139-2119
7	2119	155,387	55,493	2139-2129
8	АТ-1 Чилик 220	150,460	64,633	2433-АТ-2 Чилик 220
9	АТ-2 Чилик 220	150,460	64,633	2433-АТ-1 Чилик 220
10	2149	149,456	49,552	2139-2129
11	ТР-1 ЖГРЭС	146,591	72,647	ТР-2 ЖГРЭС -2759
12	ТР-2 ЖГРЭС	146,591	72,647	ТР-1 ЖГРЭС -2759
13	Т-1 КызылОрд ТЭЦ	145,087	111,704	В1-Л2-В1-Л1
14	ТР-2 Таугуль	143,707	43,749	5363-ТР-1 Таугуль
15	ГПП-1 Т1	142,403	61,362	5148-ГПП-1 Т2
16	ГПП-1 Т2	142,403	61,362	5148-ГПП-1 Т1
17	Ш-ли Т2	138,809	70,158	2589_1-Ш-ли Т1
18	Ш-ли Т1	107,375	69,736	2589_1-Ш-ли Т2
19	Ж-аш Т1	106,792	96,556	В1-Л2-В1-Л1
20	Т-2 КызылОрд ТЭЦ	104,347	94,716	В1-Л2-В1-Л1
21	Т-2 ПГУ КЗО ГЭС	93,777	74,872	2039-В1-Л1
22	Мойнак Алма	92,909	32,315	2383-2433
23	Т-1 ПГУ КЗО ГЭС	91,952	74,909	2039-В1-Л2
24	2439	84,079	28,021	2319-2219
25	2309	84,020	28,514	2319-2219
26	2219	82,702	36,907	2319-2439

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
27	T2 Мойнак 220	81,081	74,153	Мойнак_Алма-2433
28	T1 Мойнак 220	81,080	74,153	Мойнак_Алма-2433
29	ТР-1 ПГУ-1000-500	80,483	26,408	2349 -Линия Шым-ПГУ
30	2089	80,482	34,617	2309-2319
31	2439	80,311	22,447	2319 -2219
32	2249	80,106	35,489	ТР Шу 500-220-2283

Таблица 3 - Зимний максимум на 2028г. пессимистичный режим, N-1

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
1	ГПП-1 T1	148,185	69,851	ГПП-1 T2
2	ГПП-1 T2	148,185	69,851	ГПП-1 T1
3	Шиели T2	145,149	73,701	Шиели T1
4	АТ-2 Таугуль 220	140,440	43,113	ТР Таугуль 220
5	АТ-1 Чилик 220	134,545	63,485	АТ-2 Чилик 220
6	АТ-2 Чилик 220	134,545	63,485	АТ-1 Чилик 220
7	2139	126,431	87,262	2129
8	Жалгаш T1	122,513	106,165	2559
9	2129	118,976	77,470	2139
10	Шиели T1	111,842	72,110	Шиели T2
11	АТ-1 Западная 220	104,654	51,059	АТ-2 Западная 220
12	АТ-2 Западная 220	104,654	51,059	АТ-1 Западная 220
13	2119	100,944	66,884	2139
14	2149	94,906	60,872	2139
15	T-1 КапчГЭС	94,575	92,143	5413
16	2163	88,461	67,243	2193
17	АТ-2 ПС-7 220	85,433	59,309	АТ-2 ПС-7 220
18	АТ-2ПС-7 220	85,433	59,309	АТ-2 ПС-7 220
19	2039	85,153	71,788	5333
20	2193	83,902	64,795	2163
21	2103	80,138	51,661	2113

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
22	2369	78,078	34,156	2359
23	2043-2033	74,082	23,253	5413
24	2219	73,358	56,693	2029
25	2283	73,203	38,830	5333
26	2089	71,175	54,526	2029
27	2133	70,393	29,842	5413
28	2273	69,825	35,626	5333
29	2033	69,037	18,498	5413
30	2043	69,037	18,498	5413
31	АТ-1 ПС-62	68,163	66,212	5413
32	ТР Таугуль 220	67,975	46,699	АТ-2 Таугуль 220
33	2113	66,690	39,080	2103
34	2263	66,231	31,949	5333
35	2359	65,255	30,650	2369
36	2143	64,867	37,219	2153
37	2153	64,867	37,219	2143
38	2569	64,770	48,197	2029
39	2419	62,721	33,894	5019
40	2253	62,295	28,137	5333
41	2319	60,509	38,509	2029
42	2429	59,060	33,494	5019
43	2519	58,142	30,318	2029
44	2053	57,011	37,194	5353
45	2123	56,943	24,143	5413
46	2373	56,686	40,244	Линия Мойнак_Алма
47	Линия Мойнак_Алма	55,821	32,464	2373
48	К-орда Т1	53,951	26,609	К-орда Т2
49	К-орда Т2	53,951	26,609	К-орда Т1
50	2349	53,049	32,394	2419
51	2829	52,348	33,918	2379

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
52	2819	52,065	32,781	2379
53	2439	51,871	33,618	2559
54	2413	51,863	33,938	2423
55	2423	51,863	33,938	2413
56	2459-2489	51,837	19,879	2479
57	2309	51,375	34,124	2559
58	2379	50,543	16,044	2819
59	2559	50,201	34,041	2029

Таблица 4 – Зимний максимум на 2028г. пессимистичный режим, N-2

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
1	2139	202,583	87,262	2129-2119
2	2129	197,494	77,470	2139-2119
3	Т-1 КызылОрд ТЭЦ	196,322	141,555	2509-Т-2 КызылОрд ТЭЦ
4	2119	189,148	66,884	2139-2129
5	2149	183,078	60,872	2139-2129
6	Ш-ли Т2	159,525	73,701	2589_3-Ш-ли Т1
7	Т-2 КызылОрд ТЭЦ	158,420	100,915	5169-2408-2418
8	АТ-1 Чилик 220	148,311	63,485	2433-АТ-2 Чилик 220
9	АТ-2 Чилик 220	148,311	63,485	2433-АТ-1 Чилик 220
10	АТ-2 Таугуль	142,398	43,113	5333-ТР-2 Таугуль
11	Ш-ли Т1	128,324	72,110	2539-Ш-ли Т2
12	2133	126,958	29,842	5413-2123
13	2123	126,736	24,143	5413-2133
14	2033	121,028	18,498	5413-2043
15	2043	121,028	18,498	5413-2033
16	2163	116,219	67,243	2193-Л-К-Г
17	АТ-2 ПС-7-220	108,707	59,309	ТР АТЭЦ-АТ-3 ПС-7-220
18	АТ-3 ПС-7-220	108,707	59,309	ТР АТЭЦ-АТ-2 ПС-7-220
19	2103	106,147	51,661	5353-2113
20	2373	103,124	40,244	2383-Мойнак_Алма

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
21	2419	94,837	33,894	2429-5019
22	2429	91,198	33,494	2419-5019
23	2113	89,047	39,080	2103-5353
24	2283	87,108	38,830	5333-ТР Шу 500-220
25	2089	86,264	54,526	2439 -2408-2418
26	2273	83,636	35,626	5333-ТР Шу 500-220
27	2519	83,346	30,318	2529-Ж-гаш К-ая
28	2319	82,441	38,509	2439 -2408-2418
29	Алма_Робот	82,200	21,599	5413-2463
30	2463	81,950	21,397	5413-Алма_Робот
31	T2 Мойнак 220	81,163	72,916	2383-Мойнак_Алма
32	T1 Мойнак 220	81,161	72,916	2383-Мойнак_Алма
33	2263	80,134	31,949	5333-ТР Шу 500-220

Таблица 5 – Летний максимум на 2028г. оптимистичный режим, N-1

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
1	Таугуль АТ-2	132,915	41,221	Таугуль-220 АТ-1
2	ГПП-1_220 Т1	126,965	62,074	ГПП-1_220 Т2
3	ГПП-1_220 Т2	126,965	62,074	ГПП-1_220 Т1
4	Чилик-220 АТ-1	126,698	60,060	Чилик-220 АТ-2
5	Чилик-220 АТ-2	126,698	60,060	Чилик-220 АТ-1
6	Шиели-220 Ш-ли Т2	120,141	62,197	Шиели-220 Ш-ли Т1
7	Западная-220 АТ-1	98,352	48,194	Западная-220 АТ-2
8	Западная-220 АТ-2	98,352	48,194	Западная-220 АТ-1
9	КапчГЭС-220 Капч_Т-1	93,833	91,968	5413
10	Шиели-220 Ш-ли Т1	93,439	63,350	Шиели-220 Ш-ли Т2
11	ПС-7-220 АТ-1	92,609	65,531	ПС-7-220 АТ-2
12	ПС-7-220 АТ-2	92,609	65,531	ПС-7-220 АТ-1
13	2123	79,805	41,292	2133
14	2133	79,796	41,270	2123
15	2369	77,474	33,987	2359
16	2359	76,954	42,512	2369
17	2369	76,226	32,744	2359
18	Мойнак-220 Т2	75,712	73,577	2383

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
19	2103	72,363	47,366	2113
20	2143	70,418	41,124	2153
21	2153	70,418	41,124	2143
22	2193	69,923	51,900	2163
23	2333	67,785	35,862	5413
24	2359	64,914	30,549	2369
25	Таугуль-220 АТ-1	64,608	44,685	Таугуль АТ-2
26	ПС-62 220 АТ-1	64,337	62,890	5413
27	2123	61,605	27,691	2133
28	Алматы-500 АТ-1	61,551	38,868	Алматы-500 АТ-2
29	Алматы-500 АТ-2	61,551	38,868	Алматы-500 АТ-1
30	Шу 500 АТ	61,506	49,436	2283
31	2113	60,013	35,790	2103

Таблица 6 – Летний максимум на 2028г. оптимистичный режим, N-2

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-2, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
1	ГПП-1 ТР-1	137,918	62,074	2039-ГПП-1 ТР-2
2	ГПП-1 ТР-2	137,918	62,074	2039-ГПП-1 ТР-1
3	Таугуль ТР-2	135,088	41,221	Таугуль ТР-1-5400
4	Чилик ТР-1	133,641	60,060	2433-Чилик ТР-2
5	Чилик ТР-2	133,641	60,060	2433-Чилик ТР-1
6	2123	127,383	41,292	5413-2133
7	2133	127,376	41,270	5413-2123
8	Шиели ТР-2	121,434	62,197	Шиели ТР-1-2589_2
9	ПС-7 ТР-1	111,088	65,531	АТЭЦ-3 ТР-1_ПС-7 ТР-2
10	ПС-7 ТР-2	111,088	65,531	АТЭЦ-3 ТР-1_ПС-7 ТР-1
11	2133	109,468	34,227	5413-2123
12	2123	109,275	27,691	5413-2133
13	2333	106,124	35,862	5413-5170
14	2379	99,900	33,547	ПЛ2-В3-Л7_Шымкент_ПГУ-1000-500

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-2, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
15	2499	99,338	32,471	ПЛ2-В3-Л5_Шымкент_ПГУ-1000-500
16	КызылОрд ТЭЦ ТР-1	95,197	87,638	2579-ПГУ Кызылорда-Кызылординская 220
17	Шиели ТР-1	94,356	63,350	Шиели ТР-2-2589
18	2043	92,403	10,606	5413-2333
19	5019	90,210	17,991	5400-Датка АТ-2
20	КызылОрд ТЭЦ ТР-2	88,538	80,945	2579-ПГУ Кызылорда-Кызылординская 220
21	2029_a	84,507	36,995	2539-2519
22	2029_2	84,314	36,888	2539-2519
23	ТР-1 ПГУ Кызылорда	84,050	68,128	2539-2519
24	2039	83,896	36,927	2539-2519
25	2143	80,814	41,124	2153-АТЭЦ-3 ТР-1
26	2153	80,814	41,124	2143-АТЭЦ-3 ТР-1
27	Мойнак ТР-2	80,165	73,577	2383-2433

Таблица 7 - Летний максимум на 2028г. пессимистичный режим, N-1

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
1	Таугуль АТ-2	132,936	41,259	Таугуль-220 АТ-1
2	ГПП-1 220 Т1	131,584	63,949	ГПП-1 220 Т2
3	ГПП-1 220 Т2	131,584	63,949	ГПП-1 220 Т1
4	Чилик-220 АТ-1	124,312	59,418	Чилик-220 АТ-2
5	Чилик-220 АТ-2	124,312	59,418	Чилик-220 АТ-1
6	Шиели-220 Ш-ли Т2	121,030	62,604	Шиели-220 Ш-ли Т1
7	Жалагаш 220 Ж-аш Т1	105,964	90,343	2039
8	ПС-7-220 АТ-1	103,561	71,434	ПС-7-220 АТ-2
9	ПС-7-220 АТ-2	103,561	71,434	ПС-7-220 АТ-1)
10	КызылОрд ТЭЦ Т-1	100,958	88,330	2039
11	Западная-220 АТ-1	98,761	48,426	Западная-220 АТ-2
12	Западная-220 АТ-2	98,761	48,426	Западная-220 АТ-1
13	2103	97,566	62,916	2113
14	2333	96,694	45,409	5413
15	КапчГЭС-220 Капч Т-1	95,510	92,007	5413
16	Шиели-220 Ш-ли Т1	94,091	63,600	Шиели-220 Ш-ли Т2
17	2139	93,487	64,794	2129
18	2123	92,732	47,964	2133
19	2133	92,724	47,939	2123

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-1, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
20	2129	87,935	57,537	2139
21	КызылОрд ТЭЦ Т-1	86,999	80,086	2039
22	2163	86,670	67,445	2193
23	2133	83,922	41,856	5413
24	2113	81,235	47,624	2103
25	Шымкентская-220 ТР-1	80,655	80,132	2519
26	2043	78,726	23,905	5413
27	2193	78,332	59,464	2163
28	2143	78,026	44,829	2153
29	2153	78,026	44,829	2143
30	2369	77,838	34,097	2359
31	2359	77,292	42,699	2369
32	2119	75,407	50,476	2139
33	2123	75,194	33,860	2133
34	2043	75,103	20,537	5413
35	Мойнак-220 Т2	74,907	72,318	5333
36	2029	72,887	60,438	5333
37	2033	72,537	17,858	5413
38	2039	72,370	59,989	5333
39	Алматы-500 АТ-1	72,151	45,545	Алматы-500 АТ-2
40	Алматы-500 АТ-2	72,151	45,545	Алматы-500 АТ-1
41	2149	69,459	44,529	2139
42	2283	69,337	36,766	5333
43	2273	66,090	33,724	5333
44	2359	65,638	31,140	2369
45	ПС-62 220 АТ-1	65,485	62,894	5413
46	2359	65,120	30,614	2369
47	Шу 500 АТ	63,699	46,867	2283
48	2263	62,504	30,155	5333
49	2519	61,864	25,066	2039

Таблица 8 - Летний максимум на 2028г. пессимистичный режим, N-2

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-2, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
1	ТР-1 Шымкентская	176,343	84,006	Л-2399-Л-2409
2	2123	168,577	47,964	5413-2133
3	2133	168,551	47,939	5413-2123
4	ТР-2 Шымкентская	164,763	71,036	ТР-1 Шымкентская-Л-2409
5	ТЭЦ-3-1 ТР-1	159,323	73,524	ТР-1 Шымкентская-Шымкент АТ-1
6	ТЭЦ-3-1 ТР-2	158,456	72,664	ТР-1 Шымкентская-Шымкент АТ-1

№	Наименование оборудования	Загрузка ВЛ по току при N-2, %	Загрузка по току в исходном режиме, %	Аварийное отключение ВЛ/Тр
7	2043	153,998	20,537	5413-2333
8	2333	153,225	45,409	5413-2043
9	2133	151,426	41,856	5413-2123
10	2123	151,219	33,860	5413-2133
11	2139	149,468	64,794	2129-2119
12	2129	145,502	57,537	2139-2119
13	ГПП-1 ТР-1	142,925	63,949	5333-ГПП-1 ТР-2
14	ГПП-1 ТР-2	142,925	63,949	5333-ГПП-1 ТР-1
15	ПС-7 ТР-1	142,750	71,434	АТЭЦ-3 ТР-1-ПС-7 ТР-2
16	ПС-7 ТР-2	142,750	71,434	АТЭЦ-3 ТР-1-ПС-7 ТР-1
17	2119	139,162	50,476	2139-2129
18	Шиели ТР-2	138,738	62,604	2039-Шиели ТР-1
19	Таугуль ТР-2	137,281	41,259	5333-Таугуль ТР-1
20	2149	133,232	44,529	2139-2129
21	Чилик ТР-1	132,982	59,418	2373-Чилик ТР-2
22	Чилик ТР-2	132,982	59,418	2373-Чилик ТР-1
23	2033	130,311	17,858	5413-2043
24	2103	120,218	62,916	5353-2113
25	АТЭЦ-3 ТР-1	114,562	68,000	2143-2153
26	Жалагаш ТР-1	114,155	90,343	2408-2019
27	КызылОрд ТЭЦ ТР-1	110,231	88,330	2019-2519
28	Шиели ТР-1	105,862	63,600	2039-Шиели ТР-2
29	Шу АТ-1	105,254	46,867	5143-Шу Жамбыл
30	2113	100,771	47,624	2103-5353
31	КызылОрд ТЭЦ ТР-2	94,299	80,086	2019-2519
32	2043-2033	93,688	23,905	5413-Бесагаш Кокпек
33	Алма Робот	92,293	26,940	5413-2463
34	2463	92,002	26,689	5413-Алма Робот
35	2539	88,335	13,447	2519-2029
36	2529	86,670	12,081	2519-2029
37	2519	84,491	25,066	2539-2029
38	2283	84,061	36,766	5333-Шу АТ-1
39	2429	82,409	29,279	2419-5019
40	2273	80,702	33,724	5333-Шу АТ-1

По проведенным расчетам устойчивости по критерию N-1 на перспективный режим 2028год можно заключить следующее:

- термическая устойчивость большинства ВЛ-220кВ сохраняется при отключении параллельного элемента сети как в оптимистичном, так и в пессимистичном режимах работы сети;

- в ремонтных схемах высокая загрузка ВЛ-220 кВ наблюдается по направлению Алматы-Бишкек, а именно Л-2183, Л-2193 и Л-2163, соответственно необходимо предусмотреть разгрузку ВЛ находящихся в работе;

- в ремонтных схемах высокая загрузка наблюдается по АТ-500/220 ПС-500 «Шымкент», ПС-500 Шу и ПС-500 Талдыкорган, соответственно необходимо предусмотреть разгрузку АТ-500/220 при высокой загрузке;

- в ремонтных послеаварийных схемах наблюдается высокая загрузка 3-х ВЛ-220кВ, по которым осуществляется выдача мощности от Мойнакской ГЭС (Л-2373, Л-2383, Л-МГЭС-Алма), по ВЛ-220кВ «ЮКГРЭС-Шыганак» (Л-2283), по ВЛ-220кВ шунтирующих ВЛ-500кВ «Талдыкорган-Алма» через Капчагайскую ГЭС (Л-2033, Л-2043, Л-2123, Л-2133), по ВЛ-220кВ «Ташкентская ТЭС – Жылга» и «Ташкентская ТЭС – Шымкентская» (Л-2429 и Л-2419);

- в ремонтных послеаварийных схемах наблюдается высокая загрузка АТ-220/110 ПС «Шымкентская» соответственно необходимо предусмотреть разгрузку АТ-220/110 при высокой загрузке;

- также наблюдается высокая загрузка одного трансформатора 220/110 в сетях АО «АЖК» при отключении второго.

На основании расчетов устойчивости по критерию N-1 были определены принципы выполнения противоаварийной автоматики для рекомендуемого варианта усиления Южной зоны ЕЭС РК.

Расчеты динамической устойчивости при переходных процессах

Для нормальной и ремонтных схем сети выполнены расчеты переходных процессов для ее проверки на динамическую устойчивость с использованием программы DigSILENT PowerFactory.

Исходные режимы для расчета динамической устойчивости:

- 1) Оптимистичный режим с МДП в сечении «Север-Юг» и «Север-Восток-Юг» – при плановом вводе перспективных электростанций в Южной зоне ЕЭС Казахстана (Потокораспределение в режиме представлено в Приложении 1.5);
- 2) Пессимистичный режим с МДП в сечении «Север-Юг» и «Север-Восток-Юг» – при отставании ввода перспективных электростанций

в Южной зоне ЕЭС Казахстана (Потокораспределение в режиме представлено в Приложении 1.6);

Результаты расчетов динамической устойчивости сведены в таблицу ниже. Более детальная информация с графиками контролируемых параметров при возмущениях в сети в оптимистичном и пессимистичном режимах работы сети представлены в Приложении 1.7 и 1.8 соответственно.



Таблица 9 – Результаты расчетов динамической устойчивости в пессимистичном режиме

№ п/п	Схема сети	Аварийные возмущения	Ввод ПАУ (длительность отработки, сек)	Результат
1.1.1	Нормальная схема	Отключение ВЛ «Агадырь – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.1.2		Отключение ВЛ «Актогай – Талдыкорган» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
1.1.3			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
1.1.4		Отключение ВЛ «Талдыкорган – Алма» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.1.5		Отключение ВЛ «Шу – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.1.6		Отключение ВЛ «Алматы – Шу» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.1.7		Отключение ВЛ «Шу – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.1.8		Отключение ВЛ «Жамбыл – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.1.9		Отключение ВЛ «Шу – Жамбыл» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.1.10		Отключение ВЛ «Жамбыл – Шымкент» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.1.11		Отключение ВЛ «Шымкент – ТашГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.1.12		Отключение одного из блоков ЖГРЭС		Устойчивость сохраняется
1.1.13		Наброс мощности 800 МВт		Устойчивость не сохраняется
1.1.14			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
1.2.1	Ремонтная схема с отключением ВЛ-5343 «Алматы-Шу»	Отключение ВЛ «Агадырь – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.2.2		Отключение ВЛ «Актогай – Талдыкорган» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
1.2.3			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
1.2.4		Отключение ВЛ «Талдыкорган – Алма» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется



№ п/п	Схема сети	Аварийные возмущения	Ввод ПАУ (длительность отработки, сек)	Результат
1.2.5		Отключение ВЛ «Шу – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с	(необходимо деление сети по линиям 220 кВ «Алматы-Бишкек»)	Устойчивость не сохраняется
1.2.6			ОН ЮГ 300 МВт (необходимо деление сети по линиям 220 кВ «Алматы-Бишкек»)	Устойчивость не сохраняется
1.2.7		Отключение ВЛ «Шу – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
1.2.8			ОН ЮГ 200 МВт	Устойчивость сохраняется
1.2.9		Отключение ВЛ «Жамбыл – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.2.10		Отключение ВЛ «Шу – Жамбыл» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.2.11		Отключение ВЛ «Жамбыл – Шымкент» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.2.12		Отключение ВЛ «Шымкент – ТашГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.2.13		Отключение одного из блоков ЖГРЭС		Устойчивость сохраняется
1.2.14		Наброс мощности 800 МВт		Устойчивость не сохраняется
1.2.15			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
1.3.1	Ремонтная схема с отключением ВЛ-5143 «Шу-Фрунзе»	Отключение ВЛ «Агадырь – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.3.2		Отключение ВЛ «Актогай – Талдыкорган» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
1.3.3			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
1.3.4		Отключение ВЛ «Талдыкорган – Алма» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.3.5		Отключение ВЛ «Шу – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
1.3.6			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
1.3.7		Отключение ВЛ «Алматы – Шу» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
1.3.8			ОН ЮГ 200 МВт	Устойчивость сохраняется



№ п/п	Схема сети	Аварийные возмущения	Ввод ПАУ (длительность отработки, сек)	Результат
1.3.9		Отключение ВЛ «Жамбыл – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.3.10		Отключение ВЛ «Шу – Жамбыл» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с	(необходимо деление сети по линиям 220 кВ «Алматы-Бишкек»)	Устойчивость не сохраняется
1.3.11			ОН ЮГ 300 МВт (необходимо деление сети по линиям 220 кВ «Алматы-Бишкек»)	Устойчивость не сохраняется
1.3.12		Отключение ВЛ «Жамбыл – Шымкент» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.3.13		Отключение ВЛ «Шымкент – ТашГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.3.14		Отключение одного из блоков ЖГРЭС		Устойчивость не сохраняется
1.3.15			ОН ЮГ 200 МВт	Устойчивость сохраняется
1.3.16		Наброс мощности 800 МВт		Устойчивость не сохраняется
1.3.17			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
1.4.1	Ремонтная схема с отключением ВЛ-5159 «Фрунзе-Жамбыл»	Отключение ВЛ «Агадырь – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.4.2		Отключение ВЛ «Актогай – Талдыкорган» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
1.4.3			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
1.4.4		Отключение ВЛ «Талдыкорган – Алма» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.4.5		Отключение ВЛ «Шу – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.4.6		Отключение ВЛ «Алматы – Шу» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.4.7		Отключение ВЛ «Шу – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
1.4.8			ОН ЮГ 100 МВт	Устойчивость сохраняется
1.4.9		Отключение ВЛ «Шу – Жамбыл» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется



№ п/п	Схема сети	Аварийные возмущения	Ввод ПАУ (длительность отработки, сек)	Результат
1.4.10		Отключение ВЛ «Жамбыл – Шымкент» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.4.11		Отключение ВЛ «Шымкент – ТашГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.4.12		Отключение одного из блоков ЖГРЭС		Устойчивость сохраняется
1.4.13		Наброс мощности 800 МВт		Устойчивость не сохраняется
1.4.14			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
1.5.1	Ремонтная схема с отключением ВЛ-5169 «Жамбыл-Шымкент»	Отключение ВЛ «Агадырь – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.5.2		Отключение ВЛ «Актогай – Талдыкорган» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
1.5.3			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
1.5.4		Отключение ВЛ «Талдыкорган – Алма» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.5.5		Отключение ВЛ «Шу – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.5.6		Отключение ВЛ «Алматы – Шу» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.5.7		Отключение ВЛ «Шу – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.5.8		Отключение ВЛ «Жамбыл – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.5.9		Отключение ВЛ «Шу – Жамбыл» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.5.10		Отключение ВЛ «Шымкент – ТашГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
1.5.11		Отключение одного из блоков ЖГРЭС		Устойчивость сохраняется
1.5.12		Наброс мощности 800 МВт		Устойчивость не сохраняется
1.5.13			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется



Таблица 10 – Результаты расчетов динамической устойчивости в пессимистичном режиме

№ п/п	Схема сети	Аварийные возмущения	Ввод ПАУ (длительность отработки, сек)	Результат
2.1.1	Нормальная схема	Отключение ВЛ «Агадырь – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с	ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
2.1.2		Отключение ВЛ «Актогай – Талдыкорган» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
2.1.3		Отключение ВЛ «Талдыкорган – Алма» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.1.4		Отключение ВЛ «Шу – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.1.5		Отключение ВЛ «Алматы – Шу» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.1.6		Отключение ВЛ «Шу – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.1.7		Отключение ВЛ «Жамбыл – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.1.8		Отключение ВЛ «Шу – Жамбыл» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.1.9		Отключение ВЛ «Жамбыл – Шымкент» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.1.10		Отключение ВЛ «Шымкент – ТашГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.1.11		Отключение одного из блоков ЖГРЭС		Устойчивость сохраняется
2.1.12		Наброс мощности 800 МВт	ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость не сохраняется
2.1.13				Устойчивость сохраняется
2.1.14				
2.2.1	Ремонтная схема с отключением ВЛ-5343 «Алматы-Шу»	Отключение ВЛ «Агадырь – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.2.2		Отключение ВЛ «Актогай – Талдыкорган» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с	ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость не сохраняется
2.2.3				Устойчивость сохраняется

№ п/п	Схема сети	Аварийные возмущения	Ввод ПАУ (длительность отработки, сек)	Результат
2.2.4		Отключение ВЛ «Талдыкорган – Алма» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.2.5		Отключение ВЛ «Шу – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с	(необходимо деление сети по линиям 220 кВ «Алматы-Бишкек»)	Устойчивость не сохраняется
2.2.6			ОН ЮГ 300 МВт (необходимо деление сети по линиям 220 кВ «Алматы-Бишкек»)	Устойчивость не сохраняется
2.2.7		Отключение ВЛ «Шу – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
2.2.8			ОН ЮГ 200 МВт	Устойчивость сохраняется
2.2.9		Отключение ВЛ «Жамбыл – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.2.10		Отключение ВЛ «Шу – Жамбыл» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.2.11		Отключение ВЛ «Жамбыл – Шымкент» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.2.12		Отключение ВЛ «Шымкент – ТашГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.2.13		Отключение одного из блоков ЖГРЭС		Устойчивость сохраняется
2.2.14		Наброс мощности 800 МВт		Устойчивость не сохраняется
2.2.15			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
2.3.1	Ремонтная схема с отключением ВЛ-5143 «Шу-Фрунзе»	Отключение ВЛ «Агадырь – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.3.2		Отключение ВЛ «Актогай – Талдыкорган» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
2.3.3			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
2.3.4		Отключение ВЛ «Талдыкорган – Алма» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется

№ п/п	Схема сети	Аварийные возмущения	Ввод ПАУ (длительность отработки, сек)	Результат
2.3.5		Отключение ВЛ «Шу – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
2.3.6			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
2.3.7		Отключение ВЛ «Алматы – Шу» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
2.3.8			ОН ЮГ 200 МВт	Устойчивость сохраняется
2.3.9		Отключение ВЛ «Жамбыл – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.3.10		Отключение ВЛ «Шу – Жамбыл» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с	(необходимо деление сети по линиям 220 кВ «Алматы-Бишкек»)	Устойчивость не сохраняется
2.3.11			ОН ЮГ 300 МВт (необходимо деление сети по линиям 220 кВ «Алматы-Бишкек»)	Устойчивость не сохраняется
2.3.12		Отключение ВЛ «Жамбыл – Шымкент» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.3.13		Отключение ВЛ «Шымкент – ТашГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.3.14		Отключение одного из блоков ЖГРЭС		Устойчивость не сохраняется
2.3.15			ОН ЮГ 200 МВт	Устойчивость сохраняется
2.3.16		Наброс мощности 800 МВт		Устойчивость не сохраняется
2.3.17			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
2.4.1	Ремонтная схема с отключением ВЛ-5159 «Фрунзе-Жамбыл»	Отключение ВЛ «Агадырь – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.4.2		Отключение ВЛ «Актогай – Талдыкорган» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
2.4.3			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
2.4.4		Отключение ВЛ «Талдыкорган – Алма» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется



№ п/п	Схема сети	Аварийные возмущения	Ввод ПАУ (длительность отработки, сек)	Результат
2.4.5		Отключение ВЛ «Шу – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.4.6		Отключение ВЛ «Алматы – Шу» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.4.7		Отключение ВЛ «Шу – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
2.4.8			ОН ЮГ 100 МВт	Устойчивость сохраняется
2.4.9		Отключение ВЛ «Шу – Жамбыл» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.4.10		Отключение ВЛ «Жамбыл – Шымкент» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.4.11		Отключение ВЛ «Шымкент – ТашГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.4.12		Отключение одного из блоков ЖГРЭС		Устойчивость сохраняется
2.4.13		Наброс мощности 800 МВт		Устойчивость не сохраняется
2.4.14			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
2.5.1	Ремонтная схема с отключением ВЛ-5169 «Жамбыл-Шымкент»	Отключение ВЛ «Агадырь – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.5.2		Отключение ВЛ «Актогай – Талдыкорган» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость не сохраняется
2.5.3			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется
2.5.4		Отключение ВЛ «Талдыкорган – Алма» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.5.5		Отключение ВЛ «Шу – ЮКГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.5.6		Отключение ВЛ «Алматы – Шу» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.5.7		Отключение ВЛ «Шу – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется



№ п/п	Схема сети	Аварийные возмущения	Ввод ПАУ (длительность отработки, сек)	Результат
2.5.8		Отключение ВЛ «Жамбыл – Фрунзе» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.5.9		Отключение ВЛ «Шу – Жамбыл» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.5.10		Отключение ВЛ «Шымкент – ТашГРЭС» с 2-фазным КЗ на землю длительностью 0,12с		Устойчивость сохраняется
2.5.11		Отключение одного из блоков ЖГРЭС		Устойчивость сохраняется
2.5.12		Наброс мощности 800 МВт		Устойчивость не сохраняется
2.5.13			ОН ЮГ 300 МВт	Устойчивость сохраняется

По проведенным расчетам динамической устойчивости можно сказать следующее:

- устойчивость сохраняется как в оптимистичном, так и в пессимистичном режимах работы сети при большинстве возмущений без действия ПА, в некоторых с действием ПА;
- во всех схемах работы сети при отключении ВЛ «Актогай – Талдыкорган» для сохранения устойчивости необходимо вводить САОН в Южной зоне ЕЭС Казахстана объемом до 300 МВт;
- во всех схемах работы сети при набросе мощности 800 МВт со стороны ЦА для сохранения устойчивости необходимо вводить САОН в Южной зоне ЕЭС Казахстана объемом до 300 МВт;
- в ремонтных схемах при отключенной ВЛ-500кВ «ЮКГРЭС – Шу» и аварийном отключении ВЛ-500кВ «Алматы – Шу» (или обратное сочетание двух ВЛ-500кВ) необходимо производить разделение сети по сечению «Алматы – ЦА» для исключения параллельной работы по сетям 220кВ;
- в ремонтных схемах при отключенной ВЛ-500кВ «Шу – Фрунзе» и аварийном отключении ВЛ-500кВ «Шу – Жамбыл» (или обратное сочетание двух ВЛ-500кВ) необходимо производить разделение сети по сечению «Алматы – ЦА» для исключения параллельной работы по сетям 220кВ.

На основании выполненных расчетов по динамической устойчивости можно сделать вывод, что рассматриваемая энергозона устойчив к нормативным возмущениям.

На основании расчетов динамической устойчивости были определены принципы выполнения противоаварийной автоматики для рекомендуемого варианта усиления Южной зоны ЕЭС РК.

2.2. Принципы противоаварийного управления для рекомендуемого варианта

В данном разделе определены принципы выполнения противоаварийной автоматики для рекомендуемого варианта усиления Южной зоны ЕЭС Казахстана. На основании анализа существующей ПА в Южной Зоне, а также расчетов послеаварийных режимов и динамической устойчивости необходима реализация следующих устройств ПА:

1 АПНУ.

АПНУ предназначена для предотвращения нарушения устойчивости:

- при аварийном отключении элементов сети (N-1) с учетом КЗ;
- при аварийном набросе активной мощности, вызванном аварийной потерей генерации, или разделением смежной сети на несинхронные части.

В рамках усиления Южной зоны предусматривается следующий автоматика предотвращения нарушения устойчивости противоаварийной:

- 1) Установка АДВ ПС-500 Жамбыл с поэтапным подключением к верхнему уровню ЦСПА ЕЭС Казахстана.

Устройства УВК АДВ предназначены для выбора управляющих воздействий (УВ) с целью сохранения статической устойчивости при аварийных возмущениях в районе управления на основании доаварийной информации, получаемой от устройств телемеханики. Поставляемый комплекс, а рамках данного проекта должен быть разработан и изготовлен с перспективой дальнейшего подключения под управление ПТК верхнего уровня ЦСПА.

Пусковым органом АДВ ПС-500 Жамбыл предусмотреть отключение ВЛ 500 кВ Южной Зоны, АТ-500/220 ПС-500 Шу и ВЛ-500 кВ транзита «Север-Юг» и «Север-Восток-Юг», с воздействием на САОН Жамбыла, Юга, ОН-1, ОН-2, ОН-3 Алматы и САОН ЦА, также предусмотреть действие на АЗГ электростанций Южной Зоны и ДС по новому сечению «Шу-Фрунзе, «Шу-Жамбыл» в зависимости от предшествующего доаварийного режима. Доаварийной информацией для АДВ ПС-500 Жамбыл являются телесигналы (ТС) о состоянии (ремонт/не ремонт) ВЛ, а также телеизмерения мощности (ТИ).

Дополнительно рассмотрены режимы работы сетей ЦА на получение ФОЛ для АДВ ПС-500 Жамбыл по ВЛ-500кВ «кольца» ОЭС ЦА с автоматической фиксации раздельной работы, а также целесообразность применения ДС по границам Республики Казахстан. Согласно анализу выводы, следующие:

- При аварийном отключении Л-5019, Л-559 и Л-509 перегруза по сетям ЕЭС Казахстана не наблюдается, применения ДС по границам Республики Казахстан (отделение ЦА) не целесообразно так как ДС приведет к ухудшению режима в Шымкентском и Жамбылском энергоузлах;

- При аварийном отключении Л-554 и Л-555 наблюдается перегруз по ВЛ-220кВ идущих из Алматинского энергоузла в Кыргызстан, деление сети по сечению Алматы-Бишкек, а также применения ДС по границам Республики Казахстан (отделение ЦА) не целесообразно, т.к. в данном режиме предусмотрено ОН Северной части ЭЭС Кыргызстана;

- При аварийном отключении ВЛ-500кВ по южной части «кольца» ОЭС ЦА отсутствует необходимость ввода ПАУ со стороны ЕЭС Казахстана, в том числе ДС.

Методика выбора принципов и уставок устройств АПНУ по факту отключения элементов сети (ВЛ или АТ):

- а) На основании расчетов, в соответствии с Руководящими указаниями по устойчивости, определяются те элементы сети, отключение которых приводит к нарушению или недопустимому снижению запаса устойчивости или перегрузке сети по току. При этом фиксируются только те элементы сети, при отключении которых величина предельного перетока снижается более чем на 10%.

- б) Для каждого из выбранных пусковых органов (ПО) определяется первая уставка контроля предшествующего режима (КПР) в контролируемом сечении, при котором противоаварийного управления не требуется. Указанное определяется следующим образом:

- для каждого ПО определяются утяжелением режима аварийно-допустимый переток при отключенном элементе сети (ПО) для зимнего и летнего режима;

- при балансе мощности аварийно-допустимого перетока и отключенном элементе сети (ПО), включить отключенный элемент сети (ПО);
- в полученном режиме замеряется в сечении КПР мощность исходного режима. От меньшего значения КПР отнимается погрешность аппаратуры, это и будет первой ступенью КПР-1;
 - Вторая ступень КПР-2 и последующие определяются по формуле:
 $\text{КПР-2} = \text{КПР-1} + \text{УВ-1}$, где:
УВ-1 – величина управляющего воздействия первой ступени.
 $\text{КПР-3} = \text{КПР-2} + \text{УВ-2}$, где:
УВ-2 – величина управляющего воздействия второй ступени
 $\text{КПР-4} = \text{КПР-3} + \text{УВ-3}$, где:
УВ – 3 – величина управляющего воздействия третьей ступени
- выбранные уставки КПР и УВ проверяются расчетами по условию сохранения динамической устойчивости и если устойчивость не сохраняется, то уставки КПР снижаются до величины, при которых динамическая устойчивость сохраняется.

с) В случае недопустимых набросов мощности на смежные сечения в результате действия управляющих воздействий УВ-1,2,3 выполняется балансирующее действие. Если управляющее действие выполнено на отключение нагрузки (ОН) и/или загрузку генераторов (АЗГ), то балансирующее действие такой же величины выполняется на отключение генераторов (ОГ), и наоборот.

2) Установка устройства АНМ на ПС-500 Шу.

АНМ предназначена для ограничения недопустимого перетока мощности, вызванного аварийным небалансом мощности при отключении смежной ВЛ, генерации, потребления или нарушением диспетчерского графика при ведении режима. Действие АНМ выполняется на отключение нагрузки (ОН) или отключение генерации (ОГ) в меньшей из энергосистем, для снижения перетока.

Предусматриваемый АНМ на ПС-500 Шу реализовать с контролем перетока по ВЛ 500 кВ «Шу-Фрунзе» и «Шу-Жамбыл», АТ-500/220 ПС-500 Шу, с воздействием на отключение реакторов на ПС-500 ШУ, САОН Жамбыла, САОН Юга, САОН ЦА или ДС по новому сечению «Шу-Фрунзе,

Шу-Жамбыл» в зависимости от значения исходного перетока мощности по ВЛ 500 кВ и наброса мощности.

Уставки АНМ выбираются в следующей последовательности:

- определяется место установки АНМ. Наиболее предпочтительным является сечение ВЛ по которому осуществляется контроль допустимого перетока и по которому наиболее стабильный предел мощности в зависимости от потребления;
- рассчитываются предельные перетоки по устойчивости в нормальной и ремонтных схемах в месте установки АНМ;
- выбирается уставка АНМ для нормальной схемы по формуле:

$$P_{уст} = P_{пр} \times K_{погр},$$

Где $P_{пр}$ – предельный по устойчивости переток;

$K_{погр}$ – погрешность, в зависимости от аппаратуры (от 0,92 до 0,97);

- Устройство АНМ не должно препятствовать достижению аварийно-допустимого перетока;
- выбирается уставка АНМ для ремонтных схем, которая автоматически или оперативно изменяется;
- в случае установки АНМ рядом с электрическим центром качания, устройство АНМ дополняется контролем снижения напряжения с уставкой: $U_{уст}=0,9 U_{ном}$.

3) Установка устройств АРЛ на следующих объектах:

- ПС Алматы по связи ВЛ-220 кВ Л-2193 «Алматы-Главная» с воздействием на САОН Жамбыла, САОН Юга и САОН ЦА в зависимости от значения перетока мощности по ВЛ.
- ПС Алматы по связи ВЛ-220 кВ Л-2173 «Западная-Алматы» с воздействием на САОН ЦА и/или отключение ВЛ-220 кВ Л-2183 «Западная-Кемин» в зависимости от значения перетока мощности по ВЛ.
- ПС Шу по связи ВЛ-220 кВ Л-2163 «Шу-Главная» с воздействием на САОН Жамбыла, САОН Юга и САОН ЦА в зависимости от значения перетока мощности по ВЛ.

- ОРУ-220 МГЭС по связи ВЛ-220 кВ «ОРУ-220 МГЭС - Алма» для работы в ремонтных и аварийных режимах с воздействием на разгрузку Мойнакской ГЭС.

- ПС Талдыкорган по связям ВЛ-220 кВ Л-2043 «Талдыкорган – Капчагайская ГЭС» и Л-2033 «Талдыкорган – СЭС Капчагай-100» для работы в ремонтных и аварийных режимах с воздействием на САОН Алматы и/или отключение данных ВЛ в зависимости от значения перетока мощности по ВЛ.

- ПС ЮКГРЭС по связи ВЛ-220 кВ Л-2283 «ЮКГРЭС – Шыганак» для работы в ремонтных и аварийных режимах с воздействием на САОН Жамбыла и САОН Юга и/или отключение ВЛ-220кВ Л-2253 «Жидели – Шу» в зависимости от значения перетока мощности по ВЛ.

- ПС Шымкентская по связи ВЛ-220 кВ Л-2429 «Жылга – Ташкентская ТЭС» и Л-2419 «Шымкентская – Ташкентская ТЭС» для работы в ремонтных и аварийных режимах с воздействием на САОН Жамбыла, САОН Юга и/или отключение данных ВЛ в зависимости от значения перетока мощности по ВЛ.

4) Установка устройств **АРО** на следующих объектах:

- АТ 500/220 на ПС-500 Шымкент с действием на САОН Юга.
- АТ 220/110 на ПС-220 Шымкентская с действием на САОН Юга.
- АТ 500/220 на ПС-500 Чу с действием на САОН Жамбыла и Юга в зависимости от значения перетока мощности по автотрансформатору, при условии, что после действия ОН загрузка АТ 500/220 будет превышать допустимый уровень необходимо выполнить отключение автотрансформатора.

- АТ 500/220 на ПС-500 Талдыкорган с действием на отключение автотрансформатора или ОН-1, ОН-2, ОН-3 Алматы, при условии, что после действия ОН загрузка АТ 500/220 будет превышать допустимый уровень необходимо выполнить отключение автотрансформатора.

2 АЛАР

- Для новой ВЛ 500 кВ Шу-Жамбыл предусматривается установка устройства автоматики ликвидации асинхронных режимов с каждой стороны.

- Для новой ВЛ 500 кВ Жамбыл-Шымкент предусматривается установка устройства автоматики ликвидации асинхронных режимов с каждой стороны.

- Для новой ВЛ 220 кВ Алматы-Западная предусматривается установка устройства автоматики ликвидации асинхронных режимов с каждой стороны.

3 АОПН.

Для новых ВЛ 500 кВ «Шу-Жамбыл» и «Жамбыл-Шымкент» предусматривается установка с каждой стороны устройств АОПН, с действием на включение ректоров.

4 АОСН.

Для новых ВЛ 500 кВ «Шу-Жамбыл» и «Жамбыл-Шымкент» предусматривается установка АОСН с каждой стороны на отключение реакторов.

Необходимость в установке АОПЧ и АОСЧ в рамках реализации данного проекта отсутствует. Так как данного рода автоматика должна быть дополнительно реализована на новой электростанции – ПГУ-1000 Туркестан с обеспечением требуемой частоты в Южной зоне ЕЭС Казахстана.

2.3. Структурная схема ПА с отображением каналов передачи аварийных и управляющих сигналов ПА и каналов сбора доаварийной информации для АПНУ.

Структурная схема определенных устройств ПА с отображением каналов передачи аварийных и управляющих сигналов ПА приведена на чертеже 21.10.624457.2021-т.3 лист 1.

Структурная схема каналов сбора доаварийной информации необходимая для выбора управляющих воздействий комплексами АПНУ приведена на чертеже 21.10.624457.2021-т.3 лист 2.

2.4. Состав и размещение устройств ПА по объектам

Состав и размещение устройств противоаварийной автоматики, определенных для рекомендуемого варианта приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень оборудования необходимого для реализации решений по ПА

№	Оборудование	Место установки	ПА	Ед. измерения	Кол-во	Общее кол-во
1	Шкаф АДВ (ПА с действием на САОН Жамбыла, Юга, ОН-1, ОН-2, ОН-3 Алматы и САОН ЦА, также предусмотреть действие на АЗГ электростанций Южной Зоны и ДС по новому сечению «Шу-Фрунзе, Шу-Жамбыл»)	ПС-500 Жамбыл	АДВ	комплект	1	1
2	Шкаф АНМ (ПА с действием на САОН Жамбыла, САОН Юга, САОН ЦА или ДС по новому сечению «Шу-Фрунзе, Шу-Жамбыл»)	ПС-500 Шу	АНМ	комплект	1	1
3	Шкаф АРЛ (с воздействием на САОН Жамбыла, САОН Юга и САОН ЦА с контролем следующих ВЛ-220 кВ: «Алматы-Главная», «Алматы-Западная» и «Шу-Главная»)	ПС-500 Алматы	АРЛ	комплект	2	3
		ПС-500 ШУ	АРЛ	комплект	1	
4	Шкаф АРЛ (с воздействием на разгрузку Мойнакской ГЭС)	ОРУ-220 МГЭС	АРЛ	комплект	1	1
5	Шкаф АРЛ (с воздействием на САОН Алматы и/или отключение ВЛ)	ПС-500/220 Талдыкорган	АРЛ	комплект	2	2
6	Шкаф АРЛ (с воздействием на САОН Жамбыла, Юга и/или отключение Л-2253 «Жидели – Шу»)	ПС-500/220 ЮКГРЭС	АРЛ	комплект	1	1
7	Шкаф АРЛ	ПС-220 Шымкентская	АРЛ	комплект	2	2

№	Оборудование	Место установки	ПА	Ед. измерения	Кол-во	Общее кол-во
	(с воздействием на САОН Юга, Жамбыла и/или отключение ВЛ)					
8	Шкаф АРО (с воздействием на САОН Жамбыла, САОН Юга, ОН-1, ОН-2, ОН-3 Алматы и САОН ЦА с контролем загрузки АТ-500/220)	ПС-500 Талдыкорган	АРО	комплект	1	4
		ПС-500 ШУ	АРО	комплект	1	
		ПС-500 Шымкент	АРО	комплект	2	
9	Шкаф АРО (с воздействием на САОН Юга)	ПС-220 Шымкентская	АРО	комплект	1	1
10	Шкаф АЛАР (ПА с действием на отключение ВЛ сечении)	ПС-500 Шу	АЛАР	комплект	1	6
		ПС-500 Жамбыл	АЛАР	комплект	2	
		ПС-500 Шымкент	АЛАР	комплект	1	
		ПС-500/220 Алматы	АЛАР	комплект	1	
		ПС-220 Западная	АЛАР	комплект	1	
11	Шкаф АОПН (ПА с действием на включение ректоров)	ПС-500 Шу	АОПН	комплект	1	4
		ПС-500 Жамбыл	АОПН	комплект	2	
		ПС-500 Шымкент	АОПН	комплект	1	
12	Шкаф АОСН (ПА с действием на отключение ректоров)	ПС-500 Шу	АОСН	комплект	1	4
		ПС-500 Жамбыл	АОСН	комплект	2	
		ПС-500 Шымкент	АОСН	комплект	1	
13	Шкаф УФОЛ	ПС-500 Шу	УФОЛ	комплект	1	4
		ПС-500 Жамбыл	УФОЛ	комплект	2	
		ПС-500 Шымкент	УФОЛ	комплект	1	
14	Шкаф ФОТ	ПС-500 Шу	ФОТ	комплект	1	1
15	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)	ПС-500 Шу	УПАСК	п/комплект	2	15
		ПС-500 Жамбыл	УПАСК	п/комплект	1	
		ПС-500 Шымкент	УПАСК	п/комплект	1	
		ПС-220 Западная	УПАСК	п/комплект	1	
		ПС-500	УПАСК	п/комплект	1	

№	Оборудование	Место установки	ПА	Ед. измерения	Кол-во	Общее кол-во
		Алматы				
		Мойнакская ГЭС	УПАСК	п/комплект	1	
		ПС-500 Алма	УПАСК	п/комплект	2	
		ПС-500 Талдыкорган	УПАСК	п/комплект	1	
		СЭС Капчагай	УПАСК	п/комплект	1	
		ПС-220 Робот	УПАСК	п/комплект	1	
		ПС-220 Шымкентская	УПАСК	п/комплект	1	
		ПС-220 Жылга	УПАСК	п/комплект	1	

* Размещение устройств ВЧ-связи, УПАСК и т.п. указано в разделе СДТУ.

** Комплект оборудования включает в себя основное и резервное устройство

Передача команды ПА по факту перегрузки Л-2283 в ремонтных и послеаварийных режимах будет осуществляться по существующим каналам связи между ПС-500кВ «ЮКГРЭС» и «Шу»

Дополнительно отмечаем, что в рамках реализации данного проекта необходимо выполнить модернизацию устройств ФОЛ и ССПИ для контроля ВЛ-220 кВ Л-2193 Л-2173 на ПС-500 кВ «Алматы», Л-2163 и Л-2233 на ПС-500 кВ «Шу». Объем модернизации с обновлением контроллеров и установкой дополнительного оборудования необходимо определиться на стадии рабочего проектирования после проведения обследования ПС-500 кВ «Алматы» и ПС-500 кВ «Шу». При этом для оптимизации модернизации устройств ФОЛ и ССПИ - использовать такие же проектные решения и принципы (стандарты, протокола сбора и передачи данных) с обновлением комплектующих.

Новые устройства ПА, вводимые при реализации данного проекта, должны быть выполнены, на базе микропроцессорной аппаратуры со свободно программируемой логикой. Конкретный тип аппаратуры ПА и устройств телемеханики (для системы сбора доаварийной информации) должен быть определен на стадии рабочего проектирования. Расчет уставок должен быть произведен на более поздних стадиях проектирования.

2.5. Подключение новой нагрузки к САОН и АЧР по местным и системным факторам.

В качестве САОН в Южной зоне ЕЭС Казахстана укрупненно принято в следующем виде:

1) Отключение нагрузки в Алматинском регионе (ОН АЖК и ОН ТАТЭК):

1) ОН-1 Алматы;

2) ОН-2 Алматы;

3) ОН-3 Алматы;

2) Отключение нагрузки в Южно-Казахстанском регионе:

1) ОН ПС Жамбыл-500 (ОН «Казфосфата»);

2) ОН ПС Шымкентская-220;

3) ОН Шымкентской ТЭЦ-3;

3) Отключение нагрузки в Кентау-Кзыл-Ординском регионе:

1) ОН ПС Кентау;

2) ОН ПС Кзыл-Ординская;

3) ОН Кзыл-Ординской ТЭЦ-6;

На текущий момент и в перспективном режиме на 2028 год САОН Южной Зоны состоит из следующих энергообъектов с указанием объемов отключаемой нагрузки представлены в Таблице 12.



Таблица 12 – Структура и объемы САОН Южной Зоны

№	Регион	Наименование ОН	Объект	Отключаемые фидера	Объем САОН, МВт			
					Текущая нагрузка (2021)		Перспективная нагрузка (2028)	
					Зима	Лето	Зима	Лето
1	Алматинский	ОН Талдыкоргана	ПС 126Т (Сары-Озек)	ВЛ 110кВ: Л-170Т, Л-173Т, Л-111Т ВЛ 35кВ: Л-92, Л-95, Л-96, Л-97. Фид.10кВ: 5, 7	95	56	105	62
2			ПС 152Т (Талды-Курган)	Фид. 10кВ: 1, 2, 10, 11, 37, 38, 39, 57, 61, 62, 66, 67, 79, 81,82,84,85,86,88,93 ВЛ 110 кВ: Л-102, 151*, 152*, 103, 109*				
3		ОН-2 Алматы	ПС 140А Западная	ВЛ 110 кВ: Л-134А, Л-135А, Л-165А, Л-166А, Л-178А,	145	71	160	78
4			ПС 62А (Капча-гайская)	ВЛ 110 кВ: Л-131А, фид.10 кВ: 3,5,10,27,32, ВЛ-110 кВ: Л-128А; фид. 10 кВ: 1, 8, 9, 17, 20, 22, 24,26,28, 29, 31, 34				
5		ОН-3 Алматы	ПС 147А (Таугуль)	ВЛ-110 кВ: Л-168А, фид.10 кВ: 7, 16, 31, 32	313	183	335	196
6			АТЭЦ-2	ВЛ-110 кВ: Л-138А; Л-101А,				
7			АТЭЦ-3	ВЛ-110 кВ: Л-119А				
8			ПС № 68И Шелек	ВМ-110 кВ АТ-1, АТ-2				
9			ПС 160 А Ерменсай	фид.10 кВ: 70, 81				
10			ПС 166 А Бесагаш	фид.10 кВ: 1,2,3,4,31,32,33,34,44				
11			ПС 143 А Робот	фид.10 кВ: 2,4,6,7,8,9,12,14,21,27,29, 30,32,36,38,40				
12			ПС 7А	фид.10 кВ: 11 шт.				



№	Регион	Наименование ОН	Объект	Отключаемые фидера	Объем САОН, МВт			
					Текущая нагрузка (2021)		Перспективная нагрузка (2028)	
					Зима	Лето	Зима	Лето
				Итого	553	310	599	336
14	Южно- Казахстанский	ОН Жамбыла	ПС Жамбыл-500	ВЛ 220 кВ: Л-2189 (Л-2159).	145	125	145	125
15		ОН Юга	ПС Шымкент-500	ВЛ 220 кВ: Л-2339, Л-2359, Л-2369.	79	68	87	74
15			ПС Шымкентская-220	ВЛ-110 кВ: Л-104, Л-106				
16			Шымкентская ТЭЦ-3 «Энергоорталык»	ВЛ-110 кВ: Л-122, Л-142, (Л-195**)				
17				Итого	224	193	232	199
18	Кентау- Кызылординский	ОН Юга	ПС Кентау	ВЛ 110 кВ: Л-173	66	57	73	62
19			ПС Кызыл-Ординская	ВЛ 35 кВ: Л-32А, Л-32.				
20			Кзыл-Ординская ТЭЦ-6	ВЛ 35 кВ: Л-34, Л-32				
	Всего САОН по Южной Зоне, МВт:				842	559	904	597

Примечание к Таблице

*При увеличении генерации Малых ГЭС Талдыкорганского энергоузла из-под САОН выводится отключение по ВЛ -151Т, 152Т,109Т, т.к. меняется переток в сторону шин ПС 152Т данных линий.

Анализ выше приведенной таблицы показывает, что в перспективном режиме объем САОН Южной Зоны увеличится как для зимнего, так и для летнего режимов. Общее увеличение объема САОН к 2028г. в сравнении с текущим объемом для зимнего режима составит 62 МВт, для летнего режима 38 МВт. Итого объем САОН по Южной зоне в 2028г. в зимнем режиме будет составлять 904 МВт, в летнем режиме 597 МВт. Согласно проведенным расчетам устойчивости указанного объема САОН будет достаточно для сохранения устойчивости. В связи с этим необходимость в дополнительном подключении новой нагрузки к САОН отсутствует. При перспективном развитии системы необходимо провести мероприятия по разукрупнению текущего объема САОН для минимизации объема управляющего воздействия от действия АПНУ. В частности, необходимо пересмотреть действие на отключение ВЛ-220 кВ Л-2359 и Л-2369 в виду подключения к данным линиям значительной заявленной мощности ПС-220 Бозарык и ПС-220 Нурлы-2, т.е. отдельно определить ОН ШМЗ, ОН ГПП-2, ОН ПС-220 Бозарык и ОН ПС-220 Нурлы-2.

Необходимость в дополнительном подключении АЧР по местным и системным факторам также отсутствует.

2.6. Сбор и передача в ЦСПА телеметрической информации об объеме нагрузки, подключенной к САОН

Наличие в ЦСПА, в режиме реального времени, телеинформации о располагаемом объеме управляющих воздействий способствует оптимизации выбора ступеней УВ при расчете дозировки для каждого пускового органа ЦСПА в текущей схеме сети. Это также позволяет более точно рассчитать величину возможного небаланса мощности и токовую загрузку линий в послеаварийном режиме.

Разработанная структура сбора и передачи в ЦСПА телеметрической информации об объеме нагрузки, подключенной к САОН представлена в Приложении 8.

Для реализации системы контроля объемов САОН необходимо предусмотреть соответствующее оборудование. В рамках данной задачи сформирован состав шкафа «Контролируемый пункт» для сбора, обработки, хранения данных от САОН указан в таблице 13. Контролируемый пункт

нужно установить на каждой ПС, где реализовано исполнительное устройство на отключение нагрузки.

Поставщик оборудования должен провести сборку устройства и укомплектовать в шкафы комплектующее оборудование по приведенным характеристикам с приобретением необходимых расходных материалов, а также приобрести, установить, настроить специализированное программное обеспечение для сбора, обработки, хранения и передачи данных в центр сбора (SCADA минимум на 100 тегов входа/выхода) и дополнительное оборудование, кабели, клеммники и другие расходные материалы для подключения шкафов к точкам измерений. Поставляемое оборудование должно проходить по минимальным характеристикам, указанным в таблице.

Таблица 13 - Состав шкафа «Контролируемый пункт» для сбора, обработки, хранения данных от САОН.

Наименование комплектующих частей	Характеристики	Кол-во комплектующих частей (с учетом резервирования)	Единица измерения	Количество комплектов
Шкаф напольный	Стандартный шкаф, напольного типа, с пылезащитой	1*	Шт.	20** См. табл.14
Источник стабильного питания	Предусмотреть вводные автоматы, ИБП, питание двойное (основное и резервное) – от переменки и постоянки – 220В.	2	Шт.	
УСПД	промышленный компьютер / или контроллер, который может выполнять сбор. Обработки, хранение (в течении 30) и передачу данных по цифровым каналам – по протоколу МЭК 104, FTP, Modbus. - не менее 2 портов RJ45 - ETHERNET на 10 мбит/сек; - не менее 32GB ПЗУ; - не менее 1 порта RS232 и 1 порта RS485;	2*	Шт.	
Модуль для сбора физических сигналов	Устройство для сбора данных (может быть в комплекте с УСПД) - Интерфейс: 1*RS-485\115200 Бит/с; - Протокол: Modbus RTU Slave, или МЭК 101; - Дискретный ввод: 8 Сухой контакт, - Дискретный вывод: 8 Открытый коллектор;	2	Шт.	
Измерительное устройство - модуль измерения электрических параметров - 3х фазный	измерительный преобразователь для измерения параметров трехфазной электрической сети, позволяющий собирать профили мощности с выбранным периодом и передавать данные в УСПД по протоколу Modbus или МЭК 101 через RS485 либо RS232 (либо Ethernet.) Подключение к измерительным цепям ТТ и ТН	2*	шт	
Специализированное ПО	ПО с бессрочной лицензией и следующими функциями: - сбор, обработка, визуализация данных; - хранение данных с глубиной не менее 1 месяцев; - поддержка не менее 100 переменных;	1		

Наименование комплектующих частей	Характеристики	Кол-во комплектующих частей (с учетом резервирования)	Единица измерения	Количество комплектов
	- поддержка не менее 100 архивов с архивацией не менее 1 значения в секунду; - поддержка протоколов Modbus TCP/RTU, 104;			
Сетевое оборудование (коммутатор)	Минимально на 8 портов коммутатор с выходами RJ45 (Ethernet), 10Мбит/с.	2		

Примечание: *кол-во модулей ИП и DI зависит от количества точек измерения (1 измерения ВЛ – 1 ИП), согласно таблице 8 (см далее). В случае резервирования точек измерения, необходимы удвоить количество ИП. На один шкаф не более 8-10 ИП. В случае превышения - необходимо выделить отдельный шкаф для ИП.

Таблица 14 – Количество точек измерения и модулей для считывания состояния без учета резервирования модулей

№	Регион	Наименование ОН	Объект	кол-во точек измерения (ИП)	кол-во модулей DI
1	Алматинский	ОН Талдыкоргана	ПС 126Т (Сары-Озек)	11	2
2			ПС 152Т (Талды-Курган)	30	3
3		ОН-2 Алматы	ПС 140А Западная	7	1
4			ПС 62А (Капча-гайская)	21	2
5		ОН-3 Алматы	ПС 147А (Таугуль)	7	1
6			АТЭЦ-2	4	1
7			АТЭЦ-3	3	1
8			ПС № 68И Шелек	4	1
9			ПС 160А Ерменсай	4	1
10			ПС 166А Бесагаш	11	2

№	Регион	Наименование ОН	Объект	кол-во точек измерения (ИП)	кол-во модулей DI
11	Южно-Казахстанский	ОН Жамбыла	ПС 143А Робот	18	3
12			ПС 7А	11	2
13			ПС АЛМА	2	1
14		ОН Жамбыла	ПС Жамбыл-500	4	1
15		ОН Юга	ПС Шымкент-500	5	1
16			ПС Шымкентская-220	4	1
17			Шымкентская ТЭЦ-3 «Энергоорталык»	5	1
18	Кентау- Кызылординский	ОН Юга	ПС Кентау	3	1
19			ПС Кзыл-Ординская	4	1
20			Кзыл-Ординская ТЭЦ-6	4	1

3. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ СРЕДСТВ ТЕЛЕКОММУНИКАЦИЙ И УПРАВЛЕНИЯ (СДТУ)

3.1 Организация системы сбора и передачи информации

Проект выполнен в соответствии с Техническим заданием на ТЭО «Усиление электрической сети Южной зоны ЕЭС Казахстана. Строительство электросетевых объектов», выданным АО «KEGOC».

В проекте использованы исходные данные, предоставленные АО «KEGOC» по запросу ТОО «Институт «Казсельэнергопроект», и результаты обследовательских работ, проведенных специалистами Института, задействованных в рамках ТЭО.

Организуемые для передачи информации каналы связи удовлетворяют следующим требованиям:

- максимальное использование существующих систем связи и передачи данных АО «KEGOC»;
- организовываются и используются цифровые каналы ПД;
- организовано по два независимых канала связи в каждом направлении передачи информации по независимым трассам так, чтобы повреждение обоих каналов ПД не могло быть вызвано одной и той же причиной. Исключение составляет использование ВОЛС в качестве основного тракта и канала ВЧ связи в качестве резервного тракта по одной и той ВЛ напряжением 500 кВ или 220 кВ;
- коэффициент готовности одного канала связи не ниже 0,98 в год;
- каналы ПД предоставляют интерфейсы Ethernet при передаче информации по протоколу IEC 60870-5-104;
- использование протокола IEC 60870-5-104 на базе сервисов TCP/IP обеспечивает гарантированное время доставки (соответствующий класс сервиса) и информационную безопасность передаваемой информации;
- для передачи информации построена выделенная сеть передачи данных, то есть, в едином цифровом потоке различных информационных приложений от электростанций и подстанций до РДЦ филиалов МЭС и далее - до НДЦ СО передача информации производится в отдельной, выделенной на уровне маршрутизации (VPN) сети;
- данные ЦСПА, WAMS передаются по следующим каналам:

- по ВОЛС через интерфейс Ethernet;
- ВЧ каналов связи через интерфейс Ethernet;

3.2 Анализ достаточности существующих ресурсов каналов связи

АО «KEGOC» располагает развитой сетью каналов связи и передачи данных. Для организации обмена данными всех информационных приложений (голос, SCADA, АСКУЭ, сигналов РЗ и ПА, электронная почта, электронный документооборот, задачи АСУ) используются в основном цифровые каналы связи и передачи данных.

Каналы ПД можно разделить на каналы регионального значения, используемые для сбора данных и обмена информацией в пределах объектов филиалов МЭС, и магистральные - используемые для обмена информацией между филиалами МЭС и исполнительной дирекцией АО «KEGOC» (для хозяйственной деятельности компании), и для обмена информацией между оперативными информационными системами региональных диспетчерских центров (РДЦ) и Национального диспетчерского центра (НДЦ СО АО «KEGOC»).

Проведенный анализ схемы телекоммуникаций АО «KEGOC» показал, что существующие системы телекоммуникаций АО «KEGOC» позволяют, в большинстве случаев, организовать значительную часть каналов передачи информации через существующее оборудование без дополнительных капитальных вложений. Это утверждение справедливо в части магистральных каналов передачи данных на основе волоконно-оптических линий связи.

3.3 Магистральная сеть на основе ВОЛС

В настоящее время в АО «KEGOC» создана крупная магистральная сеть волоконно-оптических линий связи, построенных по технологии OPGW - волоконно-оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос ВЛ 500 кВ и 220 кВ. В настоящей работе магистральное оптическое кольцо ВОЛС применяется для организации магистральных основных каналов передачи данных от подстанций до РДЦ/НДЦ АО KEGOC.

Благодаря использованию для передачи данных по ВОЛС высокопроизводительного мультиплексорного оборудования, существующие ресурсы каналов передачи данных полностью обеспечивают потребность в передаче информации всех информационных приложений между всеми

энергообъектами, подключенными в ВОЛС. Запаса ресурсов пропускной способности оборудования мультиплексоров и ВОЛС достаточно и для организации каналов передачи данных, предусмотренных в рамках настоящего ТЭО.

Организация каналов передачи данных по ВОЛС заключается в назначении для таких каналов физических портов на энергообъектах и выделении канальных ресурсов с необходимой скоростью на логическом уровне. При этом дополнительных капитальных вложений - не требуется.

В проекте предусмотрено применение цифровых SDH мультиплексоров. Емкость волоконно-оптической линии связи STM-16 выбрана с учетом перспективы развития цифровых волоконно-оптических линий связи АО «KEGOC». Конфигурация мультиплексоров обеспечивает поддержку резервирования тракта передачи по схеме 1+1, с дублированием блоков STM-16. Максимальная дальность участка зависит от чувствительности приемника, мощности передатчика (лазера) и километрического затухания OPGW. SDH мультиплексоры обеспечивают подключение устройств передачи сигналов релейной защиты и противоаварийной автоматики и мультиплексоров доступа с передачей необходимого трафика голосовой связи, передачи сигналов РЗ-ПА, передачи данных по LAN.

В проекте выполнена интеграция ВОЛС:

1) ПС Шымкент – ПС Жамбыл – ПС Шу с существующей ВОЛС ПС Шу – ПС ЮКГРЭС – ПС Агадырь – ПС Нура – ПС Металлургическая – НДЦ АО «KEGOC». Данный канал позволяет передать данные WAMS, ЦС ПА (Центральная система противоаварийной автоматики), с ПС Шымкент, Жамбыл и Шу в НДЦ СО АО «KEGOC»;

2) ПС Робот – ПС Алма – Мойнакская ГЭС с существующей ВОЛС ПС Алма – ПС Алматы-500 – АТЭЦ-3 – РДЦ филиала АО «KEGOC» Алматинские МЭС.

3.4 НУПы

На участке двух направлений для усиления мощности сигнала предусмотрены необслуживаемые усилительные пункты (НУП), с комплектом телекоммуникационного оборудования.

1. Участок линии связи «Жамбыл – Шу»: на данном участке линии предусмотрена установка нового НУПа, который расположен в

непосредственной близости ПС 35 кВ «Карла Маркса», и служит для усиления сигнала волоконно-оптического канала связи ПС 500 кВ Актогай - ПС 500 кВ Талдыкорган, организованного посредством волоконно-оптического кабеля, встроенного в грозотрос. Необслуживаемые усилительные пункты (НУП) — пункты, в которых осуществляется регенерация (цифровая система передачи) или усиление (аналоговая, либо цифровая система передачи) сигнала. В комплект НУП входят два утепленных блок – контейнера: один – для шкафа волоконно-оптической линии связи, другой – для размещения дизель-генератора. Дизель-генератор предусматривается для обеспечения бесперебойного электропитания оптического усилителя при отключении основной сети.

Блок – контейнер НУП имеет следующие характеристики:

- силовой металлический каркас, обеспечивающий достаточную жесткость перегруза и транспортировки блок контейнера;
- стеновые сэндвич–панели с двухсторонним оцинкованным листом с полиэфировым покрытием толщиной 50 мм и наполнителем из негорючей прессованной базальтовой ваты. Сэндвич-панели производятся в заводских условиях;
- температурный режим работы контейнера от +50С до – 40С;
- крыша каркасной конструкции с утеплением базальтовой минеральной ватой, проклепана с двух сторон оцинкованным профнастилом;
- основание – прочная сварная рама с днищем из крашеного металлического листа толщиной 2 мм. Пол основания выполнен из рифленого листа, покрытого двойным слоем окраски толщиной 4 мм. Основание изнутри выложено минеральной ватой и загерметизировано;
- входная дверь с доводчиком и электромагнитным замком (ключ «touch meгеу») для входа обслуживающего персонала в блок – контейнер;
- распашные ворота с резиновым уплотнителем;
- конструкция специальных рымов в верхней части боковых стоек и основания для перегруза;
- устройства ввода внешних кабелей и технологических трубопроводов;
- защитный козырек над дверью и устройство фиксации двери;

- лестница перед входом в контейнер: длина-600мм, ширина 400мм, (2 ступеньки);

Габаритные размеры контейнера: 5200*2400* 2700 мм.

Блок – контейнер НУП оборудован следующими системами:

1. система вентиляции;
2. система удаленного мониторинга (абсолютная температура в контейнере НУП см. ниже по тексту);
3. кондиционер DAIKIN с функцией автоматического перезапуска (Auto Restart);
4. система освещения и электропитания (розетки 220/24 В – 2/2 шт);
5. электро-конвекторная система внутреннего обогрева (3 шт);
6. система пожарной сигнализации и оповещения людей о пожаре;
7. охранный сигнализация;
8. система автоматического порошкового пожаротушения;
9. кабельные конструкции и короба для прокладки кабелей;
10. система кондиционирования.

Электроснабжение оптического усилителя осуществляется от КТП 10/0,4 кВ посредством силового кабеля. Для обеспечения бесперебойного электропитания оптического усилителя проектом предусматривается дизель-генератор, который автоматически включается при пропадании основного электропитания. Мощность генератора выбрана из учета максимального потребления электроэнергии в зимний период следующим оборудованием: шкаф оптического усилителя потребляет 1 кВт, электроконвекторная система внутреннего обогрева 5 шт – 5 кВт, система автоподогрева дизтоплива в зимний период - 1,5 кВт, лампы освещения 200 Вт, приборы пожарной и охранной сигнализации 100 Вт, итого: 7,8 кВт. Мощность дизель-генератора должна быть не ниже суммарной максимальной мощности всего оборудования, работающего одновременно. Учитывая, что наиболее эффективно и экономично дизельные электростанции работают на режимах, близких к номинальным, выбираем дизель-генератор мощностью 10 кВт.

Дизельная станция в контейнере имеет следующие характеристики ДГУ:

1. Мощность номинальная-10кВт.
2. Мощность максимальная-11кВт.
3. Мощность номинальная-12,5кВА.

4. Мощность максимальная-13,75кВА.
5. Напряжение, В-400/230
6. Количество фаз-3
7. Двигатель – импортный/отечественный
8. Частота вращения двигателя, об/мин-1500
9. Охлаждение - жидкостное
10. Генератор – по выбору заказчика
11. Комплектация: АКБ, глушитель,
12. Степень автоматизации-2
13. Запуск-электро
14. Бак-200л.
15. Время автономной работы, ч - 56 (при 75% мощности)
16. Вес-480кг

Габаритные размеры контейнера для ДГУ составляют: длина-3200мм, ширина-2400мм, высота-2400мм.

Контейнер для ДГУ имеет следующие характеристики:

- Силовой металлический каркас, обеспечивающий достаточную жесткость перегруза и транспортировки блок контейнера;
- Стеновые сэндвич – панели с двухсторонним оцинкованным листом с полиэфировым покрытием толщиной 50 мм, изготовленные в заводских условиях. Наполнитель – негорючая прессованная базальтовая вата, Температурный режим работы контейнера от +50С до – 40С;
- Крыша каркасной конструкции с утеплением базальтовой минеральной ватой проклепана с двух сторон оцинкованным профнастилом;
- Основание – прочная сварная рама с днищем из крашеного металлического листа толщиной 2 мм. Пол основания выполнен из рифленого листа, покрытого двойным слоем окраски толщиной 4 мм. Основание изнутри выложено минеральной ватой и загерметизировано;
- Входная дверь с доводчиком и электромагнитным замком (ключ «touch meгеу») для входа обслуживающего персонала в блок – контейнер;
- Распашные ворота с резиновым уплотнителем;
- Конструкция специальных рымов в верхней части боковых стоек и основания для перегруза;

- Устройства ввода внешних кабелей и технологических трубопроводов;
- Лестница перед входом в контейнер: длина-600мм, ширина 400мм (2 ступеньки)

Контейнер с ДГУ оснащен следующими системами:

- Система удаленного мониторинга и управления ДГУ.
- Система воздух забора и автоматической вентиляции;
- Система газовыхлопная – газовыхлопной трубопровод дизеля;
- Система автоподогрева дизтоплива в зимний период;
- Система освещения;
- Электроконвекторная система внутреннего обогрева;
- Система пожарной сигнализации и оповещения людей о пожаре;
- Система порошкового пожаротушения

Шкаф ЩСН оборудован системами удаленного мониторинга и пожарной, и охранной сигнализации, и оповещения людей о пожаре. В шкафу ЩСН предусмотрен преобразователь интерфейсов, который преобразует и передает сигналы Ethernet в шкаф усилителя и по оптоволоконному кабелю, так же как было описано выше, отображается на мониторе оператора. Например: в случае не санкционируемого доступа в комплект НУП или задымления (пожара) - оператор также получит сигнал с описанием проблемы.

В комплекте НУП предусмотрено световое и звуковое оповещение людей о пожаре и о несанкционированном доступе.

3.5 Установка фундамента, ограждения и заземления контейнеров НУП и ДС

Контейнеры НУП и ДС устанавливаются на лежни ЛЖ-2.8 на расстоянии 2 м друг от друга. Также для НУП предусматривается сетчатое ограждение с калиткой.

На территории, где расположен НУП И ДС, прокладывается заземляющее устройство, которое присоединяется к существующему контуру заземления ПС 35 кВ «Карла Маркса» не менее чем в двух точках. Внутренний контур заземления контейнеров НУП и ДС присоединяется к проектируемому заземляющему устройству.

3.6 Прокладка волоконно-оптического кабеля от концевой опоры до контейнера НУП

Для отвода грозотроса с встроенным волоконно-оптическим кабелем с опоры 500 кВ к контейнеру НУП, установленного возле ПС Карла Маркса, проектом предусмотрены опоры ВЛ, на которых устанавливаются по две оптические муфты на высоте 10 м. К опоре оптические кабели крепятся струпцинами. Для защиты кабелей проектом предусматриваются короба, которые крепятся к опоре. От опоры до блок-контейнера НУП кабели прокладываются отдельно в двух полиэтиленовых трубах в траншее глубиной 1,2 м, затем вводятся в контейнер. Для разделки волоконно-оптического кабеля в контейнере НУП предусматривается оптический кросс, устанавливаемый в шкафу оптического усилителя.

2. Участок линии связи «Алма – Мойнакская ГЭС»: На данном участке шкаф оптического усилителя расположен в существующем НУПе АО «KEGOC» Шелек. НУП расположен вблизи ПС 220 кВ «Шелек». Прокладка волоконно-оптического кабеля выполнена способом, описанным выше.

4. Регион филиала Алматинские МЭС

4.1 ПС 500 кВ Шу

Для ПС 500 кВ Шу проектом предусматривается основной и резервный канал для передачи данных релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), передачи данных WAMS и ЦСПА по линии 500 кВ «Шу – Жамбыл». Основной канал организован по проектируемой ВЛ, с помощью волоконно-оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос. Емкость оптического кабеля – 24 оптических волокна. Второй канал организован на базе оборудования ВЧ связи, с использованием необходимой аппаратуры обработки и присоединения ВЧ тракта, а именно: высокочастотные заградители (ВЗ), конденсаторы связи (КС), фильтры присоединения (ФП), радиочастотный кабель (РК).

4.2 Робот

Для ПС 220 кВ Робот проектом предусматривается основной канал для передачи данных релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), передачи данных WAMS и ЦСПА по линии 220 кВ «Робот – Алма». Данный канал организован по проектируемой ВЛ, с помощью волоконно-оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос. Емкость оптического кабеля – 24 оптических

волокна. В качестве резервного канала связи, используется существующий волоконно-оптический канал связи «Робот – Алма», организованный по Л-2463.

4.3 ПС 500 кВ Алма

Для ПС 500 кВ Алма проектом предусматривается основной и резервный канал для передачи данных релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), передачи данных WAMS и ЦСПА по линии 220 кВ «Алма – Мойнакская ГЭС». Основной канал организован по проектируемой ВЛ, с помощью волоконно-оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос. Емкость оптического кабеля – 24 оптических волокна. Второй канал организован с использованием существующего волоконно-оптического канала связи «ПС Робот» НУП Шелек – Мойнакская ГЭС».на базе мультиплексоров hiT.

4.4 Мойнакская ГЭС

Для Мойнакской ГЭС проектом предусматривается основной и резервный канал для передачи данных релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), передачи данных WAMS и ЦСПА по линии 220 кВ «Алма – Мойнакская ГЭС». Основной канал организован по проектируемой ВЛ, с помощью волоконно-оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос. Емкость оптического кабеля – 24 оптических волокна. Второй канал организован с использованием существующего волоконно-оптического канала связи «ПС Робот» НУП Шелек – Мойнакская ГЭС».на базе мультиплексоров hiT.

4.5 ПС 500 кВ Алматы

Для ПС 500 кВ Алматы проектом предусматривается основной канал для передачи данных релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), передачи данных WAMS и ЦСПА по линии 220 кВ «ПС Западная – ПС Алматы». Данный канал организован путем включения новой линии в существующую Л-2173 (по которой есть ВОЛС). Для участка «ПС Алматы-500 – точка врезки в линию 2173 предусмотрен волоконно-оптический кабель, емкостью 24 ОВ. С точки врезки до ПС 220 кВ «Западная» используется аналогичный существующий кабель OPGW.

4.6 ПС 220 кВ Западная

Для ПС 220 кВ Западная проектом предусматривается основной канал для передачи данных релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), передачи данных WAMS и ЦСПА по линии 220 кВ «ПС Западная – ПС Алматы». Данный канал организован путем включения новой линии в существующую Л-2173 (по которой есть ВОЛС). Для участка «ПС Алматы-500 – точка врезки в линию 2173» предусмотрен волоконно-оптический кабель, емкостью 24 ОВ. С точки врезки до ПС 220 кВ «Западная» используется аналогичный существующий кабель OPGW.

5. Регион филиала Южные МЭС

5.1 ПС 500 кВ Жамбыл

Для ПС 500 кВ Жамбыл проектом предусматриваются основной и резервный канал для передачи данных релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), передачи данных WAMS и ЦСПА в двух направлениях по линии 500 кВ «Шымкент - Джамбул – Шу». Основной канал в направлении «Шымкент – Жамбыл» организован по проектируемой ВЛ, с помощью волоконно-оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос. Емкость оптического кабеля – 24 оптических волокна. В качестве резервного канала связи для передачи данных РЗ и ПА, используется существующий волоконно-оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос, предусмотренный в проекте «Замена грозотроса по ВЛ 500 кВ Жамбыл-Шымкент 500».

5.2 ПС 500 кВ Шымкент

Для ПС 500 кВ Шымкент проектом предусматривается основной и резервный канал для передачи данных релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), передачи данных WAMS и ЦСПА по линии 500 кВ «Шымкент – Джамбул». Основной канал организован по проектируемой ВЛ, с помощью волоконно-оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос. Емкость оптического кабеля – 24 оптических волокна. В качестве резервного канала связи для передачи данных РЗ и ПА, используется существующий волоконно-оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос, предусмотренный в проекте «Замена грозотроса по ВЛ 500 кВ Жамбыл-Шымкент 500».

6. Система мониторинга волокон

Для ПС Жамбыл, ПС Шу, ПС Алматы-500, ПС Робот, Мойнакская ГЭС, предусмотрена установка систем мониторинга оптических волокон. Данная система позволяет осуществлять круглосуточный контроль параметров оптического волокна, что необходимо для облегчения процесса эксплуатации оптических линий и обеспечения качества услуг. Система позволяет своевременно обнаружить несанкционированный доступ или повреждение ВОЛС.

- **Основные характеристики устройства:**
- Оперативная и точная локализация повреждения ВОЛС и отображения его на географической карте;
- Уменьшение времени восстановления связи при проведении аварийно-восстановительных работ за счет быстрой и точной локализации места аварии;
- Предоставление оперативной информации о физическом состоянии ВОЛС;
- Два режима мониторинга: **быстрый** для скорейшего обнаружения обрыва и **точный** для подробного анализа изменения параметров ОВ;
- ведение статистики изменений параметров оптических волокон;
- повышение надежности функционирования ВОЛС за счет выявления предаварийного состояния ОВ, прогнозирования развития дефектов и деградации ОВ;
- проведение испытаний одним квалифицированным пользователем;
- уменьшение затрат на эксплуатацию оптических линий за счет сокращения обслуживающего персонала и парка оборудования, автоматизации процессов контроля и диагностики ВОЛС;
- усиление безопасности передачи данных за счет возможности обнаружения несанкционированного доступа к ВОЛС.

7. Электропитание

Электропитание проектируемого телекоммуникационного оборудования предусмотрено от существующих систем гарантированного электропитания переменного тока 220 В, и шкафов оперативного постоянного тока 220 В. Для резервирования предусмотрены системы гарантированного питания с аккумуляторными батареями, которые способны поддерживать электропитание

при перебоях внешнего электропитания. Системы питания с аккумуляторными батареями размещены в одном шкафу с телекоммуникационным оборудованием.

Заземление телекоммуникационного оборудования предусмотрено от существующих контуров заземления подстанций.

Основное телекоммуникационное оборудование сведено в таблицу ниже.

№ п/п	Наименование энергообъекта	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во
1	ПС 500 кВ Шымкент	Шкаф ВОСП с ПРМ/ПРД	кт	1
		Маршрутизатор	шт	1
		Медиаконвертер	шт	1
		Счетчик ЭЭ	шт	1
		Преобразователь	шт	1
		Анализатор качества ЭЭ	шт	1
		Система мониторинга ВОЛС	кт	1
2	ПС 500 кВ Жамбыл	Шкаф ВОСП с ПРМ/ПРД	кт	1
		Шкаф ВЧ связи	кт	1
		Маршрутизатор	шт	1
		Медиаконвертер	шт	1
		Счетчик ЭЭ	шт	2
		Преобразователь	шт	2
		Анализатор качества ЭЭ	шт	2
		Система мониторинга ВОЛС	кт	1
		ВЧ заградитель	шт	1
		Конденсатор связи	шт	3
		Фильтр присоединения	шт	1
		Разъединитель	шт	1
3	ПС 500 кВ Шу	Шкаф ВОСП с ПРМ/ПРД	кт	1
		Шкаф ВЧ связи	кт	1
		Маршрутизатор	шт	1
		Медиаконвертер	шт	4
		Счетчик ЭЭ	шт	1
		Преобразователь	шт	1
		Анализатор качества ЭЭ	шт	1
		Система мониторинга ВОЛС	кт	1
		ВЧ заградитель	шт	1
		Конденсатор связи	шт	3
		Фильтр присоединения	шт	1
		Разъединитель	шт	1
4	ПС 500 кВ Алматы	Шкаф ВОСП с ПРМ/ПРД	кт	1
		Система мониторинга ВОЛС	кт	1
		Счетчик ЭЭ	шт	1
		Преобразователь	шт	1
		Анализатор качества ЭЭ	шт	1
5	ПС 220 кВ Робот	Шкаф ВОСП с ПРМ/ПРД	кт	1
		Система мониторинга ВОЛС	кт	1
		Счетчик ЭЭ	шт	1

№ п/п	Наименование энергообъекта	Наименование оборудования	Ед. изм	Кол-во
		Преобразователь	шт	1
		Анализатор качества ЭЭ	шт	1
6	ПС 500 кВ Алма	Шкаф ВОСП с ПРМ/ПРД	кт	1
		Система мониторинга ВОЛС	кт	1
		Счетчик ЭЭ	шт	1
		Преобразователь	шт	1
		Анализатор качества ЭЭ	шт	1
7	Мойнакская ГЭС	Шкаф ВОСП с ПРМ/ПРД	кт	1
		Система мониторинга ВОЛС	кт	1
		Счетчик ЭЭ	шт	1
		Преобразователь	шт	1
		Анализатор качества ЭЭ	шт	1
8	ПС 220 кВ Западная	Шкаф ВОСП с ПРМ/ПРД	кт	1
		Система мониторинга ВОЛС	кт	1

8 Система мониторинга и управления (СМиУ)

8.1 Назначение СМиУ ПС SICAM PAS:

Система Мониторинга и Управления (СМиУ) SICAM PAS на подстанциях «ШУ-500», «Жамбыл-500», «Шымкент-500» (АО «KEGOC») предназначена для контроля и управления электротехническим оборудованием подстанции, сбора данных о текущем состоянии оборудования и передачи информации на верхние уровни диспетчерского управления. Выполнение функций контроля и управления позволяет производить сбор, обработку, визуализацию и передачу на диспетчерские пункты верхнего уровня информацию о состоянии основных коммутирующих устройств и иную оперативную информацию, а также оперативное управление технологическим оборудованием.

Основные функции, реализуемые в рамках СМиУ SICAM PAS:

- прием и обработка дискретной информации о состоянии оборудования РУ 220/10 кВ и технологических событиях;
- технологическая аварийно-предупредительная сигнализация;
- прием и обработка аналоговой информации;
- передача оперативной информации на диспетчерские пункты;
- регистрация аварийных событий;
- архивирование оперативной информации (события и измерения);
- синхронизация компонентов системы;
- тестирование и самодиагностика компонентов системы;
- защита информации;
- удаленный доступ к интеллектуальным устройствам защиты и управления ячейкой.

8.2 Архитектура СМиУ SICAM PAS

- Основным коммуникационным стандартом при построении топологии СМиУ должен стать промышленный высокоскоростной ETHERNET;
- Сетевая топология: «Двойное оптическое кольцо»;
- Резервирование каналов связи с микропроцессорными устройствами и каналов связи с центрами управления (РДЦ) (Протокольный уровень);
- Компоненты СМиУ и система связи функционируют в непрерывном режиме круглосуточно;

- Компоненты СМиУ удовлетворяют требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтпригодным и восстанавливаемым системам;
- Передача информации в центры управления осуществляется с использованием протокола МЭК 60870-5-104;
- Для связи СМиУ с интеллектуальными устройствами на ПС используются международные протоколы МЭК 61850, МЭК 60870-5-103(только для связи с измерительными датчиками) и МЭК 60870-5-104;
- При отказах в СМиУ и системах связи исключены ложные управляющие воздействия;
- После восстановления работоспособности элементов СМиУ и системах связи обмен информацией восстанавливается автоматически;
- Помехозащищенность средств связи обеспечивается использованием электрического экранированного кабеля и оптоволоконного кабеля.

8.3 Требования СМиУ SICAM PAS к смежным системам на подстанциях «ШУ-500», «Жамбыл-500», «Шымкент-500»

- Предусмотреть замену устройств РЗА SIPROTEC 4 7UT612/7UT613 в случае технической несовместимости аппаратной версии устройств с модулями EN100 МЭК 61850 на аналогичные для обеспечения поддержки EN100 МЭК 61850;
- Для устройств РЗА не подлежащих замене, предусмотреть замену коммуникационных модулей PROFIBUS FMS устройств РЗА на модули EN100 МЭК 61850;
- Предусмотреть замену коммуникационных кабельных сетей 6XV8100 на аналогичные с применением коннекторов LC/LC;
- Предусмотреть подключение АРМ персонала РЗА в подстанционную коммуникационную сеть;
- Провести анализ конфигурационных файлов устройств РЗА для организации совместимости с протоколом МЭК 61850;
- Провести анализ и выполнение логики работы ОБР и межсекционных блокировок.

8.4 Техническое обоснование для модернизации СМиУ SICAM SAS на SICAM PAS на подстанциях «ШУ-500», «Жамбыл-500», «Шымкент-500»:

- Отсутствие технической поддержки протокола МЭК 61850 действующей СМиУ SICAM SAS;
- Окончание сроков технической поддержки коммуникационного протокола PROFIBUS FMS действующей СМиУ SICAM SAS;
- Отсутствие поддержки операционной системы Windows XP со стороны компании Microsoft используемой в СМиУ SICAM SAS;
- Ограниченные возможности поставки комплектующих и запасных частей для действующей СМиУ SICAM SAS;
- Повышение надежности и быстродействия системы при переходе на современный коммуникационный протокол связи МЭК 61850 в системе SICAM PAS;
- Переход на более современный промышленный стандарт связи на базе архитектуры Ethernet, который характеризуется более высокой пропускной способностью, и неограниченным адресным пространством (ограничение только пределами производительности контроллера/ПО) в системе SICAM PAS.