

**Об утверждении схемы и программы перспективного
развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской
Республики на 2023 - 2027 годы**

В соответствии с пунктом 25 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», п о с т а н о в л я ю:

1. Утвердить прилагаемую схему и программу перспективного развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики на 2023 – 2027 годы.

2. Признать утратившим силу Указ Главы Кабардино-Балкарской Республики от 30 апреля 2021 г. № 47-УГ «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики на 2022 – 2026 годы».

3. Настоящий Указ вступает в силу с 1 января 2023 г.

Глава
Кабардино-Балкарской
Республики

К.Коков

город Нальчик
29 апреля 2022 года
№ 48-УГ

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3

Результаты расчетов электрических режимов в табличной форме

В работе рассмотрены электрические режимы при нормативных возмущениях в электрической сети 35 - 330 кВ энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в нормальной и основных ремонтных схемах для базового прогноза потребления электроэнергии и мощности. Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

Расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих расчетных температурных условий:

а) зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки Кабардино-Балкарской энергосистемы, с обеспеченностью 0,92, с округлением

до ближайшего целого значения;

б) зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха $+10^{\circ}\text{C}$, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (Расчетная температура наружного воздуха для территориальных энергосистем, входящих в состав ОЭС Юга);

в) летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5°C ;

г) летний режим максимальных и минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения;

д) период паводка – при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены средние месячные температуры воздуха.

Для зимнего периода рассматриваются схемно-режимные ситуации аварийного отключения в нормальной схеме сети, для летнего периода - сочетания ремонта и аварийного отключения.

При выполнении расчетов электрических режимов энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики длительно допустимый ток проводов ВЛ 35 кВ и выше принят для зимних режимов для температуры -7°C , для летних режимов для температуры $+30^{\circ}\text{C}$.

Расчеты электрических режимов энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики проводились с использованием программного комплекса «RastrWin».

Перечень отключаемых элементов, при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах, приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – перечень отключаемых элементов, при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах

№ п/п	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2
1.	ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	
2.	ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	
3.	КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	
4.	КВЛ 330 кВ Алания – Прохладная-2	
5.	ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	
6.	ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2	
7.	ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	
8.	ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	
9.	ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	
10.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)	
11.	ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	
12.	ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс	
13.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	
14.	ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	
15.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	
16.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	
17.	ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	
18.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	
19.	ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик-Тяговая (Л-100)	
20.	ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	
21.	ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	
22.	ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	
23.	ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	
25.	ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	
26.	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	
27.	1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ ЦРУ	
28.	1 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Баксан	
29.	1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Нальчик	
30.	1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ ПТФ	
31.	1 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Прохладная-2	
32.	1 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Нальчик	
39.	КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2
40.	КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук
41.	КВЛ 330 кВ Алания – Прохладная-2	ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2
42.	ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2
43.	ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик
44.	КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2
45.	АТ-3 ПС 330 кВ Прохладная-2	АТ-2 ПС 330 кВ Прохладная-2
46.	АТ-1 ПС 330 кВ Баксан	АТ-2 ПС 330 кВ Баксан
47.	АТ-1 ПС 330 кВ Нальчик	АТ-1 ПС 330 кВ Баксан
48.	АТ-1 ПС 330 кВ Нальчик	АТ-2 ПС 330 кВ Прохладная-2
49.	ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)
50.	ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)
51.	ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)
52.	ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)
53.	ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)
54.	ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)
55.	ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)
56.	ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)
57.	АТ-1 ПС 330 кВ Нальчик	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)

№ п/п	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2
58.	АТ-1 ПС 330 кВ Нальчик	ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)
59.	АТ-1 ПС 330 кВ Нальчик	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)
60.	АТ-1 ПС 330 кВ Нальчик	ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)
61.	АТ-1 ПС 330 кВ Нальчик	1 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Прохладная-2
62.	1 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Нальчик	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)
63.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС–ЦРУ (Л-4)	ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-174)
64.	ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)
65.	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)
66.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)
67.	ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)
68.	ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)
69.	ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)

В таблицах с результатами расчетов электрических режимов представлены следующие поля:

I/I_{ддтн} – процентное соотношение расчетного тока к длительно допустимому значению, %;

I_{ддтн} – длительно допустимое значение тока нагрузки, определяющееся меньшим значением ДДТН по проводу с учетом температуры окружающего воздуха или номинальным током оборудования, А;

I – значение тока в контролируемом элементе при указанном в таблице аварийном возмущении, А;

P – переток активной мощности в контролируемом элементе при указанном аварийном возмущении, МВт;

Q – переток реактивной мощности в контролируемом элементе при указанном аварийном возмущении, Мвар.

Таблица 3.2 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше в нормальной схеме электрической сети. Зимний максимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	1000	-85	93	220	329.4	334.9	22%
ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	1000	-176	-35	332	348.1	334.9	33%
КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	1754	167	20	290	335.4	337.7	17%
КВЛ 330 кВ Алания– Прохладная-2	1000	-103	27	184	334.9	335	18%
ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	1832	-88	36	163	335.4	335.9	9%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	1832	-29	58	112	335.9	339.6	6%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	1832	173	92	341	331.2	339.6	19%
ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	1832	-18	22	49	334.9	335.4	3%
ВЛ 110 кВ Машук – Залукожае с отпайками (Л-1)	490	-4		20	115.8	115.6	4.08%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Кызбурун-110 (Л-3)	580	-40	-23	233	115.7	114.5	40.17%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – ЦРУ) с отпайкой на ПС Гунделен (Л-4)	580	-2	2	12	115.7	115.7	2.07%
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	580	26	-18	160	115.4	115.1	27.59%
ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6)	580	-30	-18	179	114.5	113.1	30.86%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	490		-2	13	113.4	113.3	2.65%
ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	580	3	2	17	114.8	115.1	2.93%
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	580	35	-15	193	115.1	115.2	33.28%
ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс	600	-5	-1	28	116.2	115.7	4.67%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	600	-53	-29	301	116.2	115.7	50.17%
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	490	-7	-10	62	112.7	112.6	12.65%
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	490	-9	2	48	112.7	112.6	9.80%
ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	490	-24	-9	129	112.7	112.3	26.33%
ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	400	-15	-4	79	112.7	112.3	19.75%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	580	-28	-19	173	114.2	112.8	29.83%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	630	-5	-2	27	115.7	115.6	4.29%
ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	490	11	8	69	113.7	115.4	14.08%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	600	-33	-21	195	115.7	115.4	32.50%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	600	-15	13	102	115.7	116.1	17.00%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	630	-11	-11	86	115.7	112.7	13.65%
ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик-Тяговая (Л-100)	490	-22	-8	122	113.3	113.1	24.90%

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 110 кВ Искож-Юго-Восточная	400	-7	-2	38	112.9	112.8	9.50%
ВЛ 110 кВ Дубки-Юго-Восточная	580	7	2	37	112.7	112.8	6.38%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	580	-20	-7	109	114.9	112.7	18.79%
ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	630	-29	-18	171	116.2	114.3	27.14%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Водозабор (Л-104)	600	4	4	31	113.6	113.9	5.17%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	490	-44	-18	244	113.6	112.7	49.80%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	580	8	5	50	112.9	113.3	8.62%
ВЛ 110 кВ Заводская – Кахун (Л-107)	580	5	2	27	112.7	112.9	4.66%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	600	-7	-7	52	113.6	113.3	8.67%
ВЛ 110 кВ Нальчик-Тяговая – Искож (Л-111)	400	19	7	105	112.9	113.1	26.25%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)	580	-11	-8	70	113.6	113.3	12.07%
ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская с отпайкой на ПС Этана	580						0.00%
ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	580	-14	-10	90	112.2	111.1	15.52%
ВЛ 110 кВ Терек-2 – Муртазово-Тяговая (Л-188)	580	-3	-2	19	111.1	111	3.28%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	490	-22	-2	113	114.8	113.3	23.06%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	580	-11	10	77	114.9	114.9	13.28%
ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС –Кашхатау	580	9	-11	76	115.2	114.9	13.10%
ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС–Псыгансу	580	-38	13	202	115.2	115.2	34.83%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	500	26	7	136	114.6	114.8	27.20%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)	580	-10	10	72	114.8	114.9	12.41%
ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203)	580	-10	-6	59	113.1	112.7	10.17%
ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209)	580						0.00%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Залукокоаже (Л-210)	490	-1		6	115.7	115.6	1.22%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС –Малка (Л-211)	580	15	8	87	114.5	115.7	15.00%
ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243)	600	-11	-8	70	114.3	113.9	11.67%

Таблица 3.3 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше – свыше длительно допустимого значения при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети. Зимний максимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки

2022 года

[illegible]

Таблица 3.4 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше в нормальной схеме электрической сети. Зимний максимум при температуре наружного воздуха +10°C 2022 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	1000	-64	76	167	343.6	347.6	17%
ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	1000	-84	-5	179	355	347.6	18%
КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	1754	112	35	194	349.2	351.7	11%
КВЛ 330 кВ Алания– Прохладная-2	1000	-71	-21	140	347.6	345.1	14%
ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	1832	-33	15	60	349.2	349.3	3%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	1832		18	59	349.3	348.3	3%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	1832	144	83	280	341.4	348.3	15%
ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	1832	14	38	66	347.6	349.2	4%
ВЛ 110 кВ Машук – Залукоаже с отпайками (Л-1)	490	1	-3	19	122.2	122	3.88%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Кызбурун-110 (Л-3)	580	-23	-22	150	121.9	121	25.86%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – ЦРУ) с отпайкой на ПС Гунделен (Л-4)	580	-1	2	11	121.9	121.9	1.90%
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	580	24	-13	132	121.4	121.3	22.76%
ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6)	580	-16	-18	116	120.9	119.9	20.00%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	490	5	-5	35	120	119.9	7.14%
ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	580	2	1	11	121.2	121.3	1.90%
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	580	30	-12	155	121.3	121.5	26.72%
ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс	600	-4		18	122.2	121.9	3.00%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	600	-37	-18	196	122.2	121.9	32.67%
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	490	4	-10	54	119.6	119.5	11.02%
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	490	-15	4	76	119.6	119.5	15.51%
ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	490	-12	-8	71	119.6	119.3	14.49%
ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	400	-15	-1	71	119.6	119.3	17.75%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	580	-20	-13	113	120.5	119.6	19.48%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	630	-3	-1	18	121.5	121.4	2.86%
ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	490	3	9	44	120.2	121.3	8.98%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	600	-18	-17	119	121.5	121.3	19.83%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	600	-12	12	81	121.5	121.9	13.50%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	630	-2	-9	54	121.5	119.6	8.57%
ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик–Тяговая (Л-100)	490	-12	-6	67	119.9	119.8	13.67%
ВЛ 110 кВ Искож-Юго-Восточная	400	-2	-2	13	119.7	119.6	3.25%

Таблица 3.6 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше в нормальной схеме электрической сети летнего максимума 2022 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	1000	35	32	80	343.6	345.3	8%
ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	1000	15	33	61	344.9	345.3	6%
КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	1278	-27	31	68	347.4	348.2	5%
КВЛ 330 кВ Алания– Прохладная-2	1000	76	-9	139	345.3	344.7	14%
ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	1335	124	19	208	347.4	348.2	16%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	1335	154	18	260	348.2	350.4	19%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	1335	185	49	320	345.6	350.4	24%
ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	1335	51	40	108	345.3	347.4	8%
ВЛ 110 кВ Машук – Залукоаже с отпайками (Л-1)	357	13	-3	66	115.7	115.9	18.49%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)	423	-12	-19	113	116.9	116.1	26.71%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – ЦРУ) с отпайкой на ПС Гунделен (Л-4)	580	-2	2	13	116.9	116.9	2.24%
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	423	14	-3	71	116.9	117.2	16.78%
ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6)	423	-6	-15	81	116.1	115.3	19.15%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	357	13	-8	77	115.7	115.7	21.57%
ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	423	2	1	13	117	117.2	3.07%
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	423	20		100	117.2	117.7	23.64%
ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс	573	-3	1	16	117.2	117	2.79%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	479	-29	-18	168	117.2	116.9	35.07%
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	357	12	-5	66	115.3	115.3	18.49%
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	357	-22	1	108	115.5	115.3	30.25%
ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	357	-2	-8	42	115.3	115.2	11.76%
ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	357	-18	1	89	115.5	115.2	24.93%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	423	-23	-17	142	116	114.8	33.57%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	479	-8	-1	42	117.2	117.1	8.77%
ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	357	-5	13	69	115.8	117	19.33%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	479	-15	-25	144	117.2	117	30.06%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	479	-3	7	40	117.2	117.5	8.35%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	573	8	-12	78	117.2	115.3	13.61%
ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик-Тяговая (Л-100)	357	-7	-8	57	115.7	115.5	15.97%
ВЛ 110 кВ Искож-Юго-Восточная	400	4		19	115.4	115.5	4.75%
ВЛ 110 кВ Дубки-Юго-Восточная	423	-5	-1	24	115.5	115.5	5.67%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	-30	-5	152	117.9	115.5	35.93%
ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	479	-7	-16	87	117.2	115.9	18.16%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Водозабор (Л-104)	573	-7	3	38	115.7	115.7	6.63%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	357	-26	-6	134	115.7	115.3	37.54%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	423	5	4	34	115.3	115.7	8.04%

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 110 кВ Заводская – Кахун (Л-107)	423	3	2	16	115.2	115.3	3.78%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	479	2	-2	14	115.7	115.7	2.92%
ВЛ 110 кВ Нальчик-Тяговая – Искож (Л-111)	400	5	7	45	115.4	115.5	11.25%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)	423	2	-4	21	115.7	115.7	4.96%
ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская с отпайкой на ПС Этана	423						0.00%
ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	423	-11	-7	67	114.3	113.5	15.84%
ВЛ 110 кВ Терек-2 – Муртазово-Тяговая (Л-188)	423	-3	-1	15	113.5	113.4	3.55%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	-35	-2	171	117.8	115.7	47.90%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	423	8	-4	43	117.9	117.9	10.17%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС –Кашхатау	423	-1	1	8	117.9	117.9	1.89%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС–Псыгансу	423	-22		108	117.9	117.7	25.53%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	423	33	6	165	117.5	117.8	39.01%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)	423	21	-1	101	117.8	117.9	23.88%
ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203)	423	9	-4	50	115.3	115.3	11.82%
ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209)	423						0.00%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Залукокоаже (Л-210)	357	-15	3	77	116.9	115.9	21.57%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС –Малка (Л-211)	423	26	7	134	115.4	116.9	31.68%
ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243)	479	3	-6	33	115.9	115.7	6.89%

Таблица 3.7 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше свыше длительно допустимого значения при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети летнего максимума 2022 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	I, А	I, %	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2
Отсутствуют ЛЭП 110 кВ и выше с нагрузкой свыше длительно допустимого значения				ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)
Отсутствуют ЛЭП 110 кВ и выше с нагрузкой свыше длительно допустимого значения				ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	410	114	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)
Отсутствуют ЛЭП 110 кВ и выше с нагрузкой свыше длительно допустимого значения				ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС–Псыгансу
Отсутствуют ЛЭП 110 кВ и выше с нагрузкой свыше длительно допустимого значения				ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)	ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС–Псыгансу
Отсутствуют ЛЭП 110 кВ и выше с нагрузкой свыше длительно допустимого значения				ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)

Таблица 3.8 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше в нормальной схеме электрической сети ПЭВТ 2022 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	1000	36	39	90	340.3	342.5	9%
ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	1000	-8	37	65	341.9	342.5	7%
КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	1278	-21	29	60	344.7	345.5	5%
КВЛ 330 кВ Алания– Прохладная-2	1000	64	9	110	342.5	342.9	11%
ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	1335	117	27	201	344.7	345.8	15%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	1335	142	29	242	345.8	349.1	18%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	1335	197	62	348	343.1	349.1	26%
ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	1335	49	42	108	342.5	344.7	8%
ВЛ 110 кВ Машук – Залукожае с отпайками (Л-1)	357	15	-2	77	114.1	114.5	21.57%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)	423	-9	-21	116	115.8	115	27.42%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – ЦРУ) с отпайкой на ПС Гунделен (Л-4)	580	-2	2	13	115.8	115.8	2.24%
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	423	24	-4	121	115.9	116.4	28.61%
ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6)	423	-2	-16	85	115	114.2	20.09%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	357	17	-9	95	114.6	114.6	26.61%
ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	423	2	1	14	116.2	116.4	3.31%
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	423	31	-1	153	116.4	117.2	36.17%
ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс	573	-3	1	16	116.1	115.9	2.79%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	479	-32	-19	185	116.1	115.8	38.62%
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	357	19	-6	102	114.2	114.3	28.57%
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	357	-30		149	114.5	114.3	41.74%
ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	357	1	-9	45	114.2	114.1	12.61%
ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	357	-23		114	114.5	114.1	31.93%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	423	-25	-19	157	114.5	113.2	37.12%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	479	-9	-1	46	115.9	115.8	9.60%
ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	357	-8	14	80	114.7	115.7	22.41%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	479	-14	-26	150	115.9	115.7	31.32%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	479	-7	8	53	115.9	116.2	11.06%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	573	11	-12	89	115.9	114.2	15.53%
ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик-Тяговая (Л-100)	357	-5	-9	54	114.6	114.5	15.13%
ВЛ 110 кВ Искож-Юго-Восточная	400	7		35	114.4	114.5	8.75%
ВЛ 110 кВ Дубки-Юго-Восточная	423	-8	-1	40	114.5	114.5	9.46%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	-39	-6	197	117.6	114.5	46.57%
ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	479	-5	-17	90	116.1	114.8	18.79%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Водозабор (Л-104)	573	-10	3	55	114.7	114.6	9.60%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	357	-26	-8	137	114.7	114.2	38.38%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	423	6	5	37	114.3	114.6	8.75%

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 110 кВ Заводская – Кахун (Л-107)	423	3	2	18	114.1	114.3	4.26%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	479	5	-2	29	114.7	114.6	6.05%
ВЛ 110 кВ Нальчик-Тяговая – Искож (Л-111)	400	3	8	43	114.4	114.5	10.75%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)	423	7	-5	42	114.7	114.6	9.93%
ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская с отпайкой на ПС Этана	423			1	115.8	115.8	0.24%
ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	423	-12	-8	74	112.6	111.7	17.49%
ВЛ 110 кВ Терек-2 – Муртазово-Тяговая (Л-188)	423	-3	-1	17	111.7	111.7	4.02%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	-46	-2	227	117.3	114.6	63.59%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	423	4	-4	27	117.6	117.6	6.38%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Кашхатау	423	3	1	16	117.5	117.6	3.78%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Псыгансу	423	-33		161	117.5	117.2	38.06%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	423	42	7	212	117	117.3	50.12%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)	423	29	-1	143	117.3	117.6	33.81%
ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203)	423	14	-5	76	114.2	114.2	17.97%
ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209)	423						0.00%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Залукокоаже (Л-210)	357	-18	2	89	115.8	114.5	24.93%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Малка (Л-211)	423	29	9	155	114	115.8	36.64%
ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243)	479	6	-6	44	114.8	114.6	9.19%

Таблица 3.9 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше свыше длительно допустимого значения при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети ПЭВТ 2022 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	I, А	I, %	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	423	454	107	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	423	484	114		
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС–Псыгансу	423	492	116		
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	357	410	114	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	357	454	127		
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	423	511	120		
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	534	149	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	423	118	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС–Псыгансу

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	I, А	I, %	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)	423	492	116		
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Дубки (Л-102)	423	491	116	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)	ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Псыгансу
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Дубки (Л-102)	423	503	118	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)

**Таблица 3.10 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше в нормальной схеме электрической сети.
Период паводка – при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха 2022 года**

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	1000	27	29	67	343.6	344.9	7%
ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	1000	9	30	61	345.1	344.9	6%
КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	1278	-26	32	68	346.9	347.8	5%
КВЛ 330 кВ Алания – Прохладная-2	1000	60	-9	116	344.9	344.2	12%
ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	1335	119	18	200	346.9	347.7	15%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	1335	141	20	239	347.7	349.9	18%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	1335	198	57	345	344.3	349.9	26%
ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	1335	53	38	109	344.9	346.9	8%
ВЛ 110 кВ Машук – Залукоаже с отпайками (Л-1)	357	12	-4	64	115.7	115.8	17.93%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)	423	-10	-22	120	116.6	115.8	28.37%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – ЦРУ) с отпайкой на ПС Гунделен (Л-4)	580	-2	2	13	116.6	116.7	2.24%
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	423	26	-4	130	116.2	116.7	30.73%
ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6)	423	-3	-17	90	115.8	115	21.28%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	357	16	-10	94	115.3	115.3	26.33%
ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	423	2	1	14	116.6	116.7	3.31%
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	423	32	-2	161	116.7	117.6	38.06%
ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс	573	-3	1	16	116.9	116.8	2.79%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	479	-26	-18	154	116.9	116.6	32.15%

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	357	19	-7	103	114.9	115	28.85%
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	357	-29	2	148	115.1	115	41.46%
ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	357	1	-9	49	114.9	114.8	13.73%
ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	357	-22		111	115.2	114.8	31.09%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	423	-24	-18	153	115.5	114.3	36.17%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	479	-9	-1	45	116.9	116.8	9.39%
ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	357	-8	15	84	115.4	116.6	23.53%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	479	-14	-28	154	116.9	116.6	32.15%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	479	-6	8	50	116.9	117.2	10.44%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	573	11	-13	94	116.9	114.9	16.40%
ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик-Тяговая (Л-100)	357	-5	-10	54	115.3	115.2	15.13%
ВЛ 110 кВ Искож-Юго-Восточная	400	7		35	115.1	115.1	8.75%
ВЛ 110 кВ Дубки-Юго-Восточная	423	-8		40	115.2	115.1	9.46%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	-39	-4	192	118	115.2	45.39%
ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	479	-5	-17	93	116.9	115.6	19.42%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Водозабор (Л-104)	573	-10	4	53	115.3	115.4	9.25%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	357	-24	-7	128	115.3	114.9	35.85%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	423	6	4	36	114.9	115.3	8.51%
ВЛ 110 кВ Заводская – Кахун (Л-107)	423	3	2	17	114.8	114.9	4.02%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	479	5	-3	31	115.3	115.3	6.47%
ВЛ 110 кВ Нальчик-Тяговая – Искож (Л-111)	400	2	9	44	115.1	115.2	11.00%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)	423	7	-6	45	115.3	115.3	10.64%
ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская с отпайкой на ПС Этана	423			1	116.8	116.8	0.24%
ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	423	-11	-8	72	113.7	112.9	17.02%
ВЛ 110 кВ Терек-2 – Муртазово-Тяговая (Л-188)	423	-3	-1	17	112.9	112.8	4.02%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	-46		223	117.8	115.3	62.46%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	423	2	-4	22	118	118	5.20%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Кашхатау	423	5	1	23	117.9	118	5.44%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС–Псыгансу	423	-34	1	169	117.9	117.6	39.95%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	423	42	5	208	117.5	117.8	49.17%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)	423	28	-2	137	117.8	118	32.39%
ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203)	423	13	-6	72	115	114.9	17.02%
ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209)	423						0.00%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Залукокоаже (Л-210)	357	-15	4	75	116.6	115.8	21.01%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Малка (Л-211)	423	25	6	131	115.2	116.6	30.97%
ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243)	479	5	-7	45	115.5	115.4	9.39%

Таблица 3.11 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше свыше длительно допустимого значения при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети Период паводка – при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха 2022 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	I, А	I, %	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	423	454	107	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	423	484	114		
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС–Псыгансу	423	492	116		
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	357	410	114	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	357	454	127		
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	423	511	120		
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	534	149	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	423	118	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС–Псыгансу
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)	423	492	116		
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	491	116		
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	503	118	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)

Таблица 3.12 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше в нормальной схеме электрической сети Зимний максимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2027 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	1000	-87	90	222	325.4	330.8	22%
ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	1000	-186	-35	350	344.1	330.8	35%
КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	1754	174	22	306	331.2	333.8	17%
КВЛ 330 кВ Алания– Прохладная-2	1000	-109	31	198	330.8	331	20%
ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	1832	-92	38	173	331.2	331.8	9%

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	1832	-35	60	121	331.8	335.8	7%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	1832	178	88	350	327.6	335.8	19%
ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	1832	-21	22	53	330.8	331.2	3%
ВЛ 110 кВ Машук – Залукокоаже с отпайками (Л-1)	490	-5		23	114.1	113.9	4.69%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)	580	-37	-22	219	114.1	112.9	37.76%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – ЦРУ с отпайкой на ПС Гунделен (Л-4)	580	-6		31	114.1	113.9	5.34%
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	580	28	-17	169	114.2	113.9	29.14%
ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6)	580	-27	-17	164	112.9	111.6	28.28%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	490	2	-2	16	112	112	3.27%
ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	580	3	2	17	113.7	113.9	2.93%
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	580	37	-14	203	113.9	114.2	35.00%
ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс	600	-9	-3	51	114.5	113.5	8.50%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	600	-53	-28	303	114.5	114.1	50.50%
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	490	-7	-7	52	111.3	111.2	10.61%
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	490	-9	-1	48	111.3	111.2	9.80%
ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	490	-23	-8	124	111.3	110.9	25.31%
ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	400	-16	-5	88	111.4	110.9	22.00%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	580	-29	-18	176	112.4	111	30.34%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	630	-7	-3	39	114	113.9	6.19%
ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	490	9	8	61	112.2	113.8	12.45%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	600	-31	-20	189	114	113.8	31.50%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	600	-17	13	107	114	114.4	17.83%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	630	-10	-10	79	114	111.3	12.54%
ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик-Тяговая (Л-100)	490	-25	-6	132	112	111.8	26.94%
ВЛ 110 кВ Искож-Юго-Восточная	400	-9		48	111.6	111.5	12.00%
ВЛ 110 кВ Дубки-Юго-Восточная	580	9		47	111.4	111.5	8.10%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	580	-19	-9	113	113.9	111.4	19.48%
ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	630	-26	-17	158	114.6	112.7	25.08%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Водозабор (Л-104)	600	1	4	19	112.2	112.4	3.17%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	490	-48	-17	264	112.2	111.3	53.88%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	580	9	5	52	111.5	112	8.97%
ВЛ 110 кВ Заводская – Кахун (Л-107)	580	5	2	27	111.3	111.5	4.66%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	600	-3	-7	40	112.2	112	6.67%
ВЛ 110 кВ Нальчик-Тяговая – Искож (Л-111)	400	22	5	116	111.6	111.8	29.00%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)	580	-6	-8	54	112.2	112	9.31%
ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская с отпайкой на ПС Этана	580	-2	-1	12	113.9	113.9	2.07%

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	Р, МВт	Q, МВар	I,А	V нач, кВ	V кон, кВ	I,%
ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	580	-14	-9	90	110.4	109.3	15.52%
ВЛ 110 кВ Терек-2 – Муртазово-Тяговая (Л-188)	580	-3	-2	19	109.3	109.2	3.28%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	490	-21	-6	112	113.8	112	22.86%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	580	-14	11	89	113.9	113.9	15.34%
ВЛ 110 кВ Зарагужская ГЭС –Кашхатау	580	12	-12	84	114.2	113.9	14.48%
ВЛ 110 кВ Зарагужская ГЭС – Черекская ГЭС	580	-40	13	213	114.2	114.2	36.72%
ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу	600	-40	13	213	114.2	114.2	35,5%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	500	26	10	142	113.5	113.8	28.40%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)	580	-11	12	83	113.8	113.9	14.31%
ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203)	580	-6	-5	42	111.6	111.3	7.24%
ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209)	580						0.00%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Залукожае (Л-210)	490			8	114.1	113.9	1.63%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС –Малка (Л-211)	580	15	9	88	112.8	114.1	15.17%
ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243)	600	-8	-7	56	112.7	112.4	9.33%

Таблица 3.13 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше свыше длительно допустимого значения при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети Зимний максимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2027 года

[illegible]

Таблица 3.14 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше в нормальной схеме электрической сети Зимний максимум при температуре наружного воздуха +10°C 2027 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	1000	-64	81	174	343.3	347.8	17%
ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	1000	-91	-1	184	354.7	347.8	18%
КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	1754	115	31	196	349.4	351.6	11%
КВЛ 330 кВ Алания– Прохладная-2	1000	-75	-9	136	347.8	345.9	14%
ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	1832	-34	24	69	349.4	349.7	4%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	1832	-3	30	50	349.7	350	3%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	1832	148	56	264	345.2	350	14%
ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	1832	12	38	66	347.8	349.4	4%
ВЛ 110 кВ Машук – Залукоаже с отпайками (Л-1)	490	1	-3	18	121.9	121.8	3.67%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)	580	-20	-22	141	121.7	120.8	24.31%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – ЦРУ с отпайкой на ПС Гунделен (Л-4)	580	-4	1	20	121.7	121.6	3.45%
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	580	25	-17	144	122	121.7	24.83%
ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6)	580	-13	-18	109	120.8	119.7	18.79%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	490	7	-5	44	119.9	119.8	8.98%
ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	580	2	1	12	121.5	121.7	2.07%
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	580	31	-15	165	121.7	121.7	28.45%
ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс	600	-6	-1	33	122	121.4	5.50%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	600	-37	-19	199	122	121.7	33.17%
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	490	4	-10	52	119.5	119.4	10.61%
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	490	-16	3	77	119.5	119.4	15.71%
ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	490	-11	-8	67	119.5	119.2	13.67%
ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	400	-16	-1	79	119.5	119.2	19.75%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	580	-20	-13	115	120.3	119.4	19.83%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	630	-5	-2	26	121.4	121.3	4.13%
ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	490	1	10	47	120.1	121.2	9.59%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	600	-17	-18	118	121.4	121.2	19.67%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	600	-12	14	88	121.4	121.9	14.67%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	630	-1	-9	56	121.4	119.5	8.89%
ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик-Тяговая (Л-100)	490	-15	-5	75	119.8	119.7	15.31%
ВЛ 110 кВ Искож-Юго-Восточная	400	-4	-1	18	119.6	119.5	4.50%
ВЛ 110 кВ Дубки-Юго-Восточная	580	3	1	18	119.5	119.5	3.10%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	580	-22	-3	105	121.2	119.5	18.10%
ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	630	-13	-17	104	122	120.6	16.51%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Водозабор (Л-104)	600	-4	7	40	120	120.2	6.67%

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	490	-33	-10	165	120	119.5	33.67%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	580	6	3	33	119.6	119.8	5.69%
ВЛ 110 кВ Заводская – Кахун (Л-107)	580	3	2	18	119.4	119.6	3.10%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	600	3	-6	32	120	119.8	5.33%
ВЛ 110 кВ Нальчик-Тяговая – Искож (Л-111)	400	12	4	64	119.6	119.7	16.00%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)	580	3	-9	45	120	119.8	7.76%
ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская с отпайкой на ПС Этана	580	-1	-1	8	121.3	121.3	1.38%
ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	580	-10	-7	59	119	118.3	10.17%
ВЛ 110 кВ Терек-2 – Муртазово-Тяговая (Л-188)	580	-2	-1	13	118.3	118.3	2.24%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	490	-25	1	122	121.1	119.8	24.90%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	580	-5	11	56	121.2	121.2	9.66%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Кашхатау	580	4	-13	66	121.6	121.2	11.38%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Черекская ГЭС	580	-33	14	172	121.6	121.7	29.66%
ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу	600	-33	14	172	121.6	121.7	28.66%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	500	28	3	133	120.9	121.1	26.60%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)	580	-5	6	39	121.1	121.2	6.72%
ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203)	580	2	-10	50	119.7	119.5	8.62%
ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209)	580						0.00%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Залукокоаже (Л-210)	490	-4	4	26	121.7	121.8	5.31%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Малка (Л-211)	580	15	3	73	121	121.7	12.59%
ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243)	600		-10	50	120.6	120.2	8.33%

Таблица 3.15 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше свыше длительно допустимого значения при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети Зимний максимум при температуре наружного воздуха +10°C 2027 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2
------------------------	-------------------	--------	---------	------	-----------	-----------	------	-------------------------	-------------------------

Отсутствуют ЛЭП 110 кВ и выше с нагрузкой свыше длительно допустимого значения при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети								
--	--	--	--	--	--	--	--	--

Таблица 3.16 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше в нормальной схеме электрической сети летнего максимума 2027 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	1000	34	34	81	342.9	344.6	8%
ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	1000	9	34	58	344.3	344.6	6%
КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	1278	-24	31	66	346.7	347.6	5%
КВЛ 330 кВ Алания– Прохладная-2	1000	71	-5	129	344.6	344.3	13%
ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	1335	124	22	209	346.7	347.7	16%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	1335	150	21	252	347.7	350.1	19%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	1335	190	52	329	345	350.1	25%
ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	1335	50	40	107	344.6	346.7	8%
ВЛ 110 кВ Машук – Залукокоаже с отпайками (Л-1)	357	13	-2	66	115.3	115.6	18.49%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)	423	-8	-19	103	116.5	115.8	24.35%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – ЦРУ с отпайкой на ПС Гунделен (Л-4)	580	-5	1	27	116.5	116.4	4.66%
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	423	16	-3	83	116.6	117	19.62%
ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6)	423	-2	-14	75	115.8	115.1	17.73%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	357	15	-8	89	115.6	115.6	24.93%
ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	423	2	1	13	116.8	117	3.07%
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	423	23	-1	112	117	117.5	26.48%
ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс	573	-7	-1	35	116.8	116.2	6.11%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	479	-28	-17	165	116.8	116.5	34.45%
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	357	12	-5	67	115.2	115.2	18.77%
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	357	-22		110	115.3	115.2	30.81%
ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	357	-1	-8	40	115.2	115	11.20%
ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	357	-20		98	115.4	115	27.45%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	423	-23	-17	142	115.6	114.4	33.57%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	479	-10	-2	50	116.9	116.8	10.44%
ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	357	-8	13	77	115.7	116.7	21.57%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	479	-13	-25	139	116.9	116.7	29.02%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	479	-5	8	44	116.9	117.2	9.19%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	573	10	-11	83	116.9	115.2	14.49%
ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик-Тяговая (Л-100)	357	-10	-8	65	115.6	115.5	18.21%

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 110 кВ Искож-Юго-Восточная	400	1	1	7	115.4	115.4	1.75%
ВЛ 110 кВ Дубки-Юго-Восточная	423	-2	-1	12	115.4	115.4	2.84%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	-30	-5	149	117.8	115.4	35.22%
ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	479	-3	-15	80	116.8	115.7	16.70%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Водозабор (Л-104)	573	-11	2	55	115.6	115.5	9.60%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	357	-30	-6	154	115.6	115.2	43.14%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	423	5	4	34	115.3	115.6	8.04%
ВЛ 110 кВ Заводская – Кахун (Л-107)	423	3	2	16	115.2	115.3	3.78%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	479	7	-1	34	115.6	115.6	7.10%
ВЛ 110 кВ Нальчик-Тяговая – Искож (Л-111)	400	8	7	52	115.4	115.5	13.00%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)	423	9	-4	48	115.6	115.6	11.35%
ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская с отпайкой на ПС Этана	423	-1		8	116.8	116.8	1.89%
ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	423	-11	-7	67	113.9	113.1	15.84%
ВЛ 110 кВ Терек-2 – Муртазово-Тяговая (Л-188)	423	-3	-1	15	113.1	113	3.55%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	-33	-2	163	117.7	115.6	45.66%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	423	6	-4	33	117.8	117.8	7.80%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС –Кашхатау	423	1	1	8	117.8	117.8	1.89%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Черекская ГЭС	423	-24		119	117.8	117.5	28.13%
ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу	479	-24		119	117.8	117.5	24.84%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	423	33	6	167	117.4	117.7	39.48%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)	423	19	-1	94	117.7	117.8	22.22%
ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203)	423	13	-4	70	115.1	115.2	16.55%
ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209)	423						0.00%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Залукожа (Л-210)	357	-15	3	77	116.5	115.6	21.57%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС –Малка (Л-211)	423	26	7	134	115	116.5	31.68%
ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243)	479	6	-5	42	115.7	115.5	8.77%

Таблица 3.17 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше свыше длительно допустимого значения при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети летнего максимума 2027 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	I, А	I, %	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2
Отсутствуют ЛЭП 110 кВ и выше с нагрузкой свыше длительно допустимого значения				ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)
Отсутствуют ЛЭП 110 кВ и выше с нагрузкой свыше длительно допустимого значения				ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	399	111	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)
Отсутствуют ЛЭП 110 кВ и выше с нагрузкой свыше длительно допустимого значения				ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС–Псыгансу
Отсутствуют ЛЭП 110 кВ и выше с нагрузкой свыше длительно допустимого значения				ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)	ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС–Псыгансу
Отсутствуют ЛЭП 110 кВ и выше с нагрузкой свыше длительно допустимого значения				ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)

Таблица 3.18 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше в нормальной схеме электрической сети ПЭВТ 2027 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	1000	35	41	92	339.2	341.6	9%
ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	1000	-16	38	70	341	341.6	7%
КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	1278	-17	28	56	343.9	344.6	4%
КВЛ 330 кВ Алания– Прохладная-2	1000	58	15	101	341.6	342.3	10%
ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	1335	116	31	201	343.9	345	15%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	1335	137	32	236	345	348.7	18%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	1335	202	67	359	342.2	348.7	27%
ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	1335	47	42	107	341.6	343.9	8%
ВЛ 110 кВ Машук – Залукожае с отпайками (Л-1)	357	15	-1	76	113.6	114	21.29%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)	423	-5	-21	109	115.3	114.6	25.77%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – ЦРУ с отпайкой на ПС Гунделен (Л-4)	580	-6	1	28	115.3	115.2	4.83%
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	423	26	-4	133	115.6	116.1	31.44%
ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6)	423	2	-16	84	114.6	113.9	19.86%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	357	19	-9	107	114.4	114.5	29.97%
ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	423	2	2	14	115.9	116.1	3.31%
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	423	33	-2	165	116.1	116.9	39.01%
ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс	573	-7	-1	37	115.6	115	6.46%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	479	-32	-19	184	115.6	115.3	38.41%

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	357	19	-5	102	113.9	114	28.57%
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	357	-30		150	114.2	114	42.02%
ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	357	2	-9	46	113.9	113.8	12.89%
ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	357	-24	-1	124	114.3	113.8	34.73%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	423	-25	-19	159	114	112.7	37.59%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	479	-11	-2	53	115.5	115.4	11.06%
ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	357	-11	14	87	114.4	115.2	24.37%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	479	-12	-27	146	115.5	115.3	30.48%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	479	-8	8	59	115.5	115.7	12.32%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	573	13	-11	94	115.5	113.9	16.40%
ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик-Тяговая (Л-100)	357	-8	-9	60	114.5	114.3	16.81%
ВЛ 110 кВ Искож-Юго-Восточная	400	4	1	22	114.2	114.3	5.50%
ВЛ 110 кВ Дубки-Юго-Восточная	423	-5	-1	27	114.3	114.3	6.38%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	-39	-6	194	117.4	114.3	45.86%
ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	479	-1	-16	85	115.6	114.5	17.75%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Водозабор (Л-104)	573	-14	3	72	114.4	114.3	12.57%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	357	-30	-8	158	114.4	113.9	44.26%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	423	6	5	38	114.1	114.5	8.98%
ВЛ 110 кВ Заводская – Кахун (Л-107)	423	3	2	18	114	114.1	4.26%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	479	10	-2	51	114.4	114.5	10.65%
ВЛ 110 кВ Нальчик-Тяговая – Искож (Л-111)	400	5	8	48	114.2	114.3	12.00%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)	423	13	-5	72	114.4	114.5	17.02%
ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская с отпайкой на ПС Этана	423	-1		7	115.4	115.3	1.65%
ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	423	-12	-8	75	112.1	111.2	17.73%
ВЛ 110 кВ Терек-2 – Муртазово-Тяговая (Л-188)	423	-3	-1	17	111.2	111.1	4.02%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	-44	-3	218	117.1	114.5	61.06%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	423	1	-4	21	117.4	117.4	4.96%
ВЛ 110 кВ Зарагиская ГЭС – Кашхатау	423	5	1	27	117.3	117.4	6.38%
ВЛ 110 кВ Зарагиская ГЭС – Черекская ГЭС	423	-35		173	117.3	116.9	40.90%
ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу	479	-35		173	117.3	116.9	36,11%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	423	43	7	214	116.8	117.1	50.59%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)	423	27	-1	134	117.1	117.4	31.68%
ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203)	423	18	-5	96	113.9	113.9	22.70%
ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209)	423						0.00%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Залукокоаже (Л-210)	357	-18	1	89	115.3	114	24.93%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС –Малка (Л-211)	423	29	9	156	113.5	115.3	36.88%
ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243)	479	9	-6	56	114.5	114.3	11.69%

Таблица 3.19 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше свыше длительно допустимого значения при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети ПЭВТ 2027 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	I, А	I, %	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	423	454	107	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	423	484	114		
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС– Черекская ГЭС	423	492	116		
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	357	400	112	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	357	445	124		
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	423	504	119		
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	523	146	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	418	117	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС–Псыгансу
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)	423	492	116		
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	492	116	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)	ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС–Псыгансу
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	494	116	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)

Таблица 3.20 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше в нормальной схеме электрической сети Период паводка – при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха 2027 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	1000	27	30	68	342.8	344.3	7%
ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	1000	2	30	58	344.5	344.3	6%
КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	1278	-23	32	65	346.2	347.2	5%
КВЛ 330 кВ Алания– Прохладная-2	1000	55	-5	105	344.3	343.7	11%
ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	1335	118	22	201	346.2	347.1	15%
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	1335	137	23	231	347.1	349.5	17%

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	1335	202	61	355	343.5	349.5	27%
ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	1335	52	37	107	344.3	346.2	8%
ВЛ 110 кВ Машук – Залукокоаже с отпайками (Л-1)	357	12	-4	63	115.3	115.5	17.65%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)	423	-6	-22	113	116.2	115.5	26.71%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – ЦРУ с отпайкой на ПС Гунделен (Л-4)	580	-6	1	29	116.2	116.1	5.00%
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	423	28	-5	142	115.9	116.5	33.57%
ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6)	423	1	-17	88	115.5	114.7	20.80%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	357	18	-10	106	115.2	115.2	29.69%
ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	423	2	1	14	116.3	116.5	3.31%
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	423	35	-2	173	116.5	117.4	40.90%
ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс	573	-7	-1	36	116.5	115.9	6.28%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	479	-25	-18	152	116.5	116.2	31.73%
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	357	19	-7	104	114.7	114.8	29.13%
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	357	-30	1	149	114.9	114.8	41.74%
ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	357	2	-9	50	114.7	114.6	14.01%
ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	357	-24		121	115	114.6	33.89%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками на ПС Этана, ПС Котляревская	423	-24	-18	154	115.1	113.9	36.41%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	479	-10	-2	52	116.6	116.4	10.86%
ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	357	-10	15	91	115.3	116.3	25.49%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	479	-12	-28	151	116.6	116.3	31.52%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	479	-8	8	55	116.6	116.8	11.48%
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	573	13	-13	99	116.6	114.7	17.28%
ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик-Тяговая (Л-100)	357	-8	-9	60	115.2	115.1	16.81%
ВЛ 110 кВ Искож-Юго-Восточная	400	4		22	114.9	115	5.50%
ВЛ 110 кВ Дубки-Юго-Восточная	423	-5		27	115	115	6.38%
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	-38	-5	189	117.9	115	44.68%
ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	479	-1	-17	88	116.5	115.3	18.37%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Водозабор (Л-104)	573	-14	3	70	115.2	115.1	12.22%
ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	357	-29	-7	148	115.2	114.7	41.46%
ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	423	6	5	37	114.8	115.2	8.75%
ВЛ 110 кВ Заводская – Кахун (Л-107)	423	3	2	18	114.7	114.8	4.26%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	479	10	-2	53	115.2	115.2	11.06%
ВЛ 110 кВ Нальчик-Тяговая – Искож (Л-111)	400	5	8	48	114.9	115.1	12.00%
ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)	423	14	-6	75	115.2	115.2	17.73%
ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская с отпайкой на ПС Этана	423	-1		6	116.4	116.4	1.42%
ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	423	-11	-8	73	113.3	112.4	17.26%
ВЛ 110 кВ Терек-2 – Муртазово-Тяговая (Л-188)	423	-3	-1	17	112.4	112.4	4.02%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	-44	-1	214	117.6	115.2	59.94%

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I, %
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	423		-4	19	117.9	117.9	4.49%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Кашхатау	423	7	1	35	117.7	117.9	8.27%
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Черекская ГЭС	423	-37	1	181	117.7	117.4	42.79%
ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу	479	-37	1	181	117.7	117.4	37.78%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	423	42	6	210	117.4	117.6	49.65%
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)	423	26	-2	129	117.6	117.9	30.50%
ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203)	423	17	-6	92	114.7	114.7	21.75%
ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209)	423						0.00%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Залукокоаже (Л-210)	357	-15	4	74	116.2	115.5	20.73%
КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Малка (Л-211)	423	25	6	131	114.8	116.2	30.97%
ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243)	479	9	-7	57	115.3	115.1	11.90%

Таблица 3.21 - Загрузка сетевых элементов 110 кВ и выше свыше длительно допустимого значения при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети. Период паводка – при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха 2027 года

Контролируемый элемент	Допустимый ток, А	I, А	I, %	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2
ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	423	454	107	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)
ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	423	484	114		
ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС– Черекская ГЭС	423	492	116		
ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	357	400	112	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)
ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	357	445	124		
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	423	504	119		
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	523	146	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	357	412	117	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС–Псыгансу
ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)	423	492	116		
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	492	116	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)	ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС–Псыгансу
ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	423	492	116	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)

ПРИЛОЖЕНИЕ № 4. Часть № 1.

Результаты расчетов электрических режимов в графической форме

В работе рассмотрены электрические режимы при нормативных возмущениях в электрической сети 35 - 330 кВ энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в нормальной и основных ремонтных схемах для базового прогноза потребления электроэнергии и мощности. Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утверждённым приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

Расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих расчетных температурных условий:

а) зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки Кабардино-Балкарской энергосистемы, с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения;

б) зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха $+10^{\circ}\text{C}$, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (Расчетная температура наружного воздуха для территориальных энергосистем, входящих в состав ОЭС Юга);

в) летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5°C ;

г) летний режим максимальных и минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения;

д) период паводка – при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены средние месячные температуры воздуха, с округлением до ближайшего целого значения.

Для зимнего периода рассматриваются схемно-режимные ситуации аварийного отключения в нормальной схеме сети, для летнего периода - сочетания ремонта и аварийного отключения.

При выполнении расчетов электрических режимов энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики длительно допустимый ток проводов

ВЛ 35 кВ и выше принят для зимних режимов для температуры -7°C , для летних режимов для температуры $+30^{\circ}\text{C}$.

Расчеты электрических режимов энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики проводились с использованием программного комплекса «RastrWin».

1. Зимний максимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года

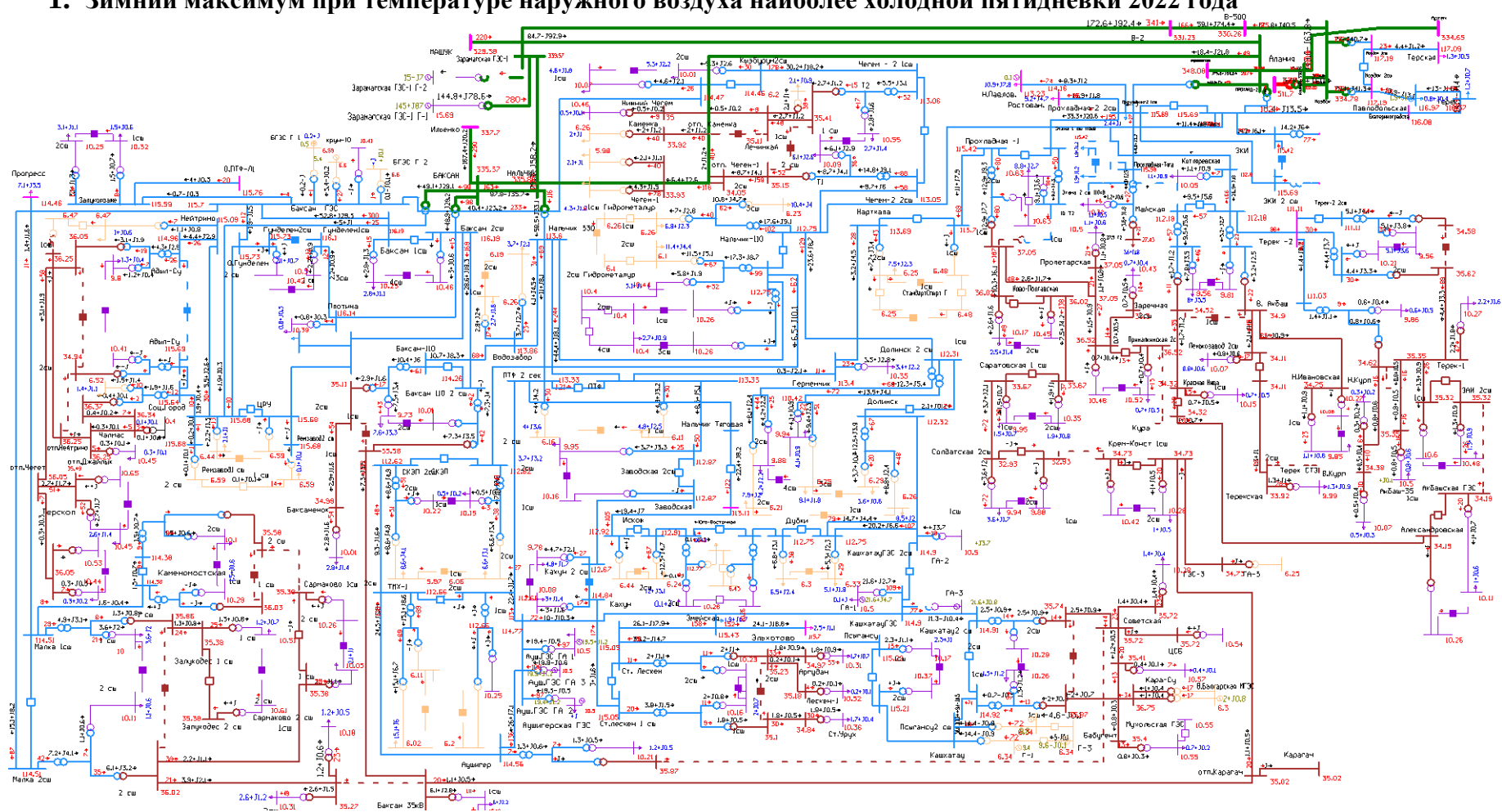


Рисунок 2.1. Схема потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего максимума при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года

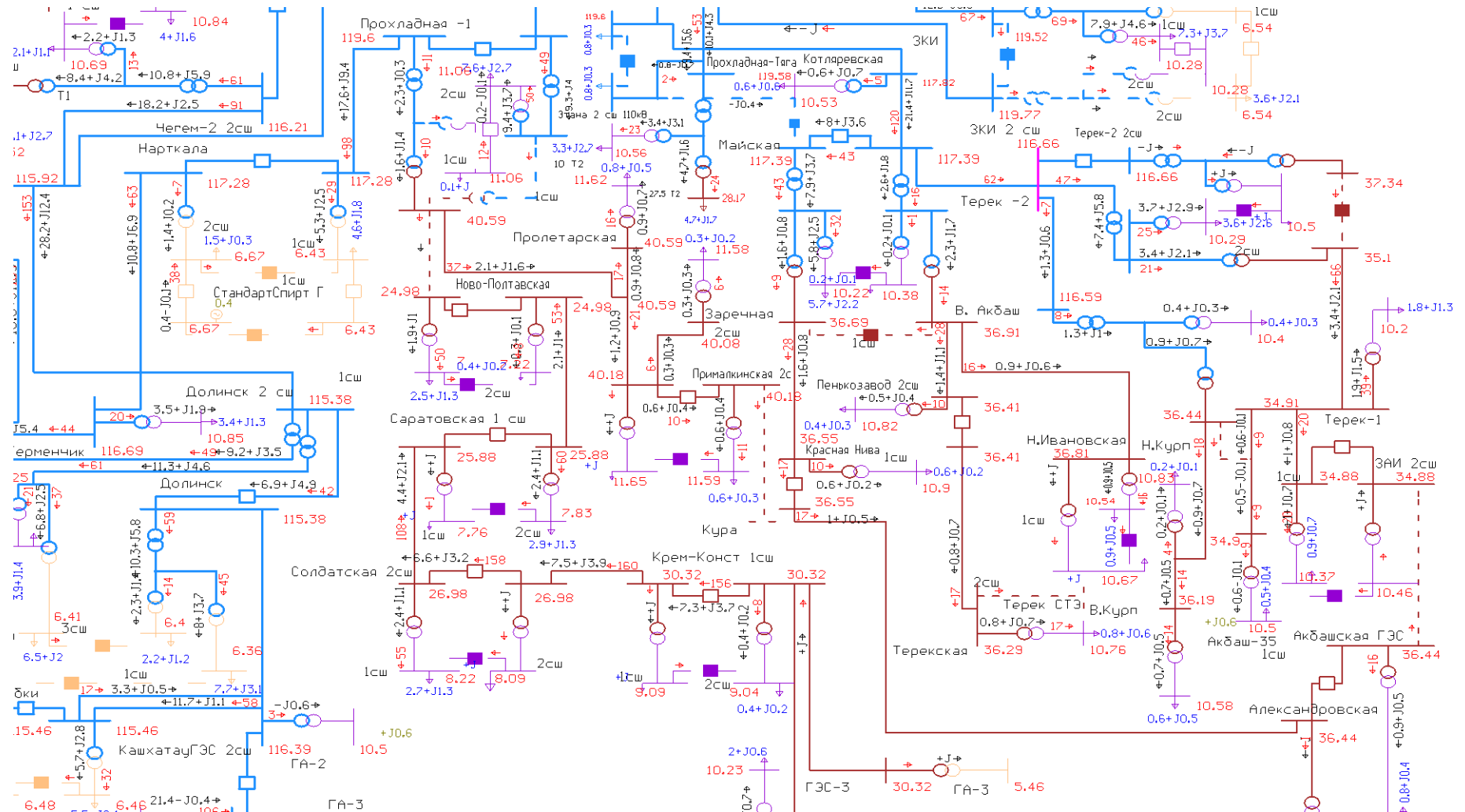


Рисунок 2.2. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети

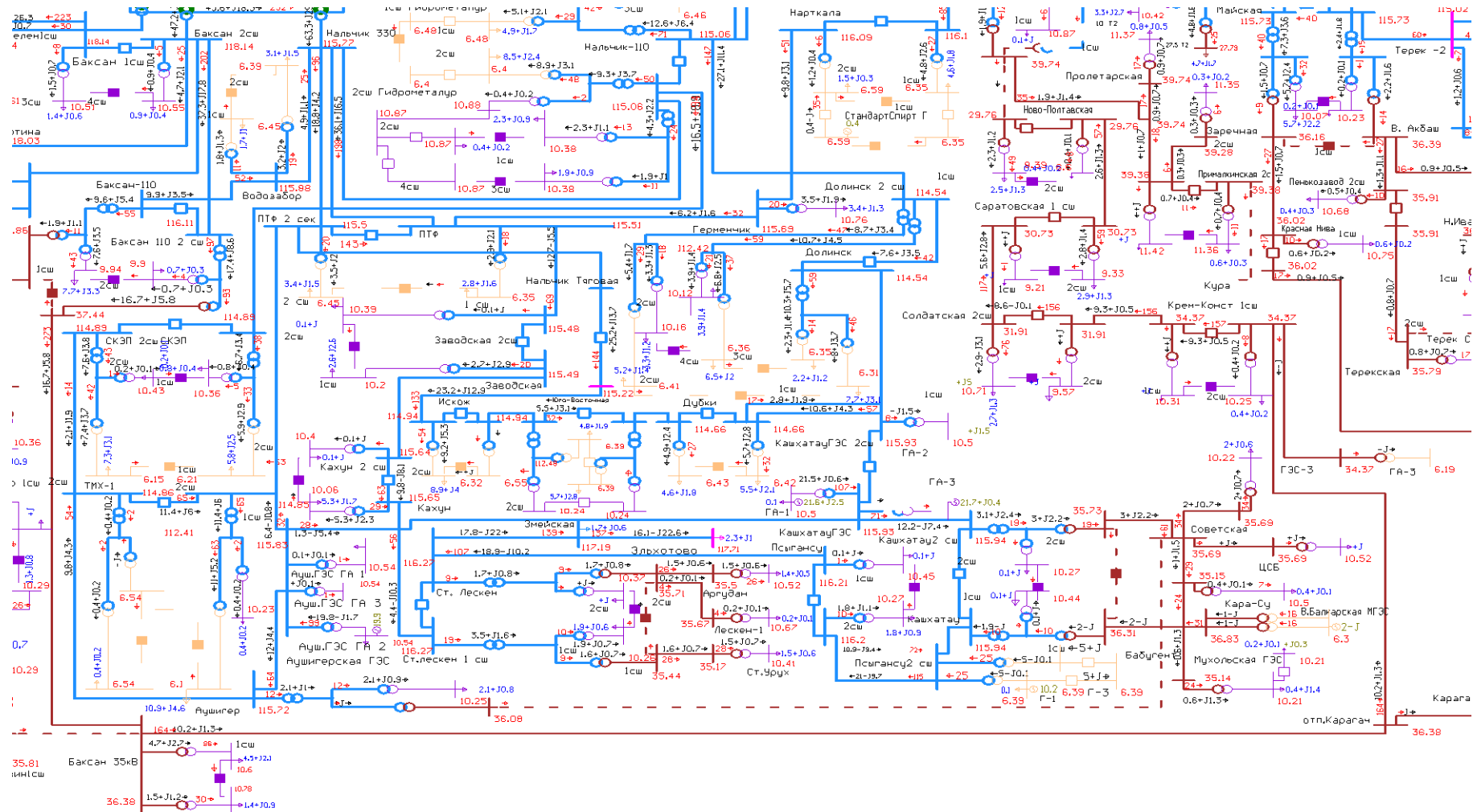


Рисунок 2.3. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети. Установка БСК 10 кВ на ПС 35 кВ Солдатская установленной мощностью 2х2,5 Мвар, замена ТТ на ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) на ПС 35 кВ Баксан на ТТ 300 А

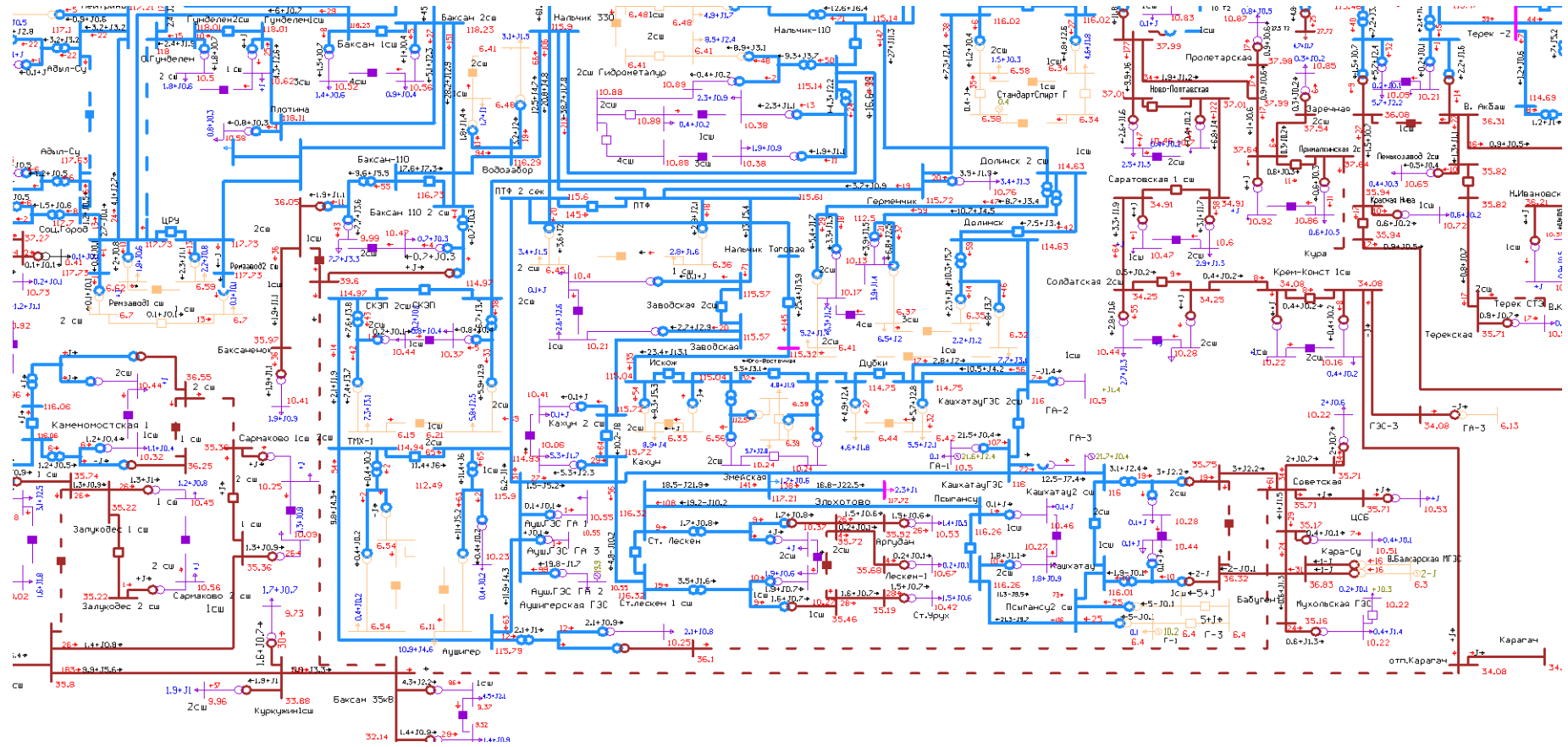


Рисунок 2.4. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) в нормальной схеме сети. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновка – Солдатская (Л-476) и перевод питания ПС 35 кВ Баксан-35 по ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Куркужин (Л-488) на ПС Малка

2. Зимний минимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года

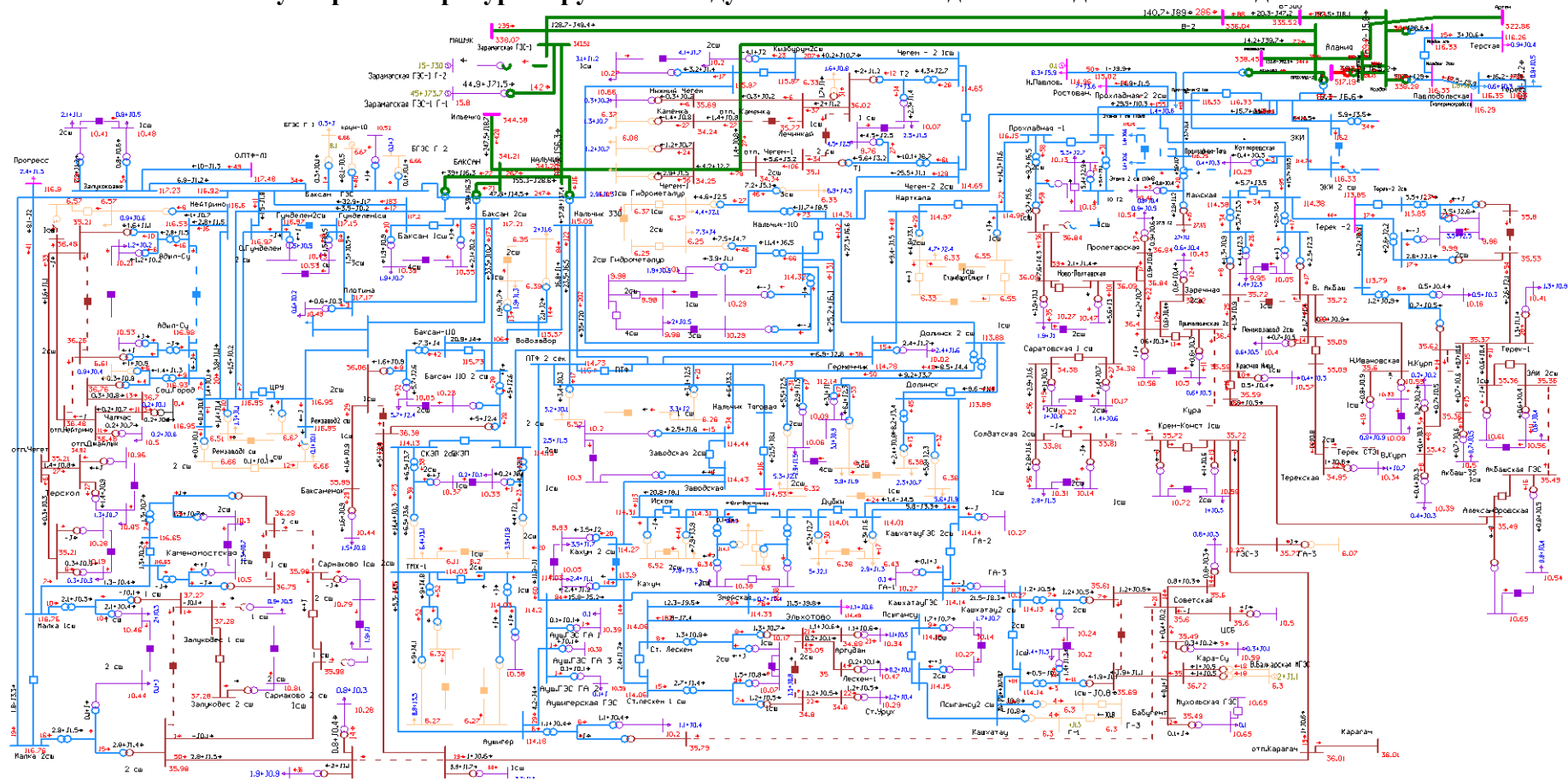


Рисунок 3.1. Схема потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего минимума при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года

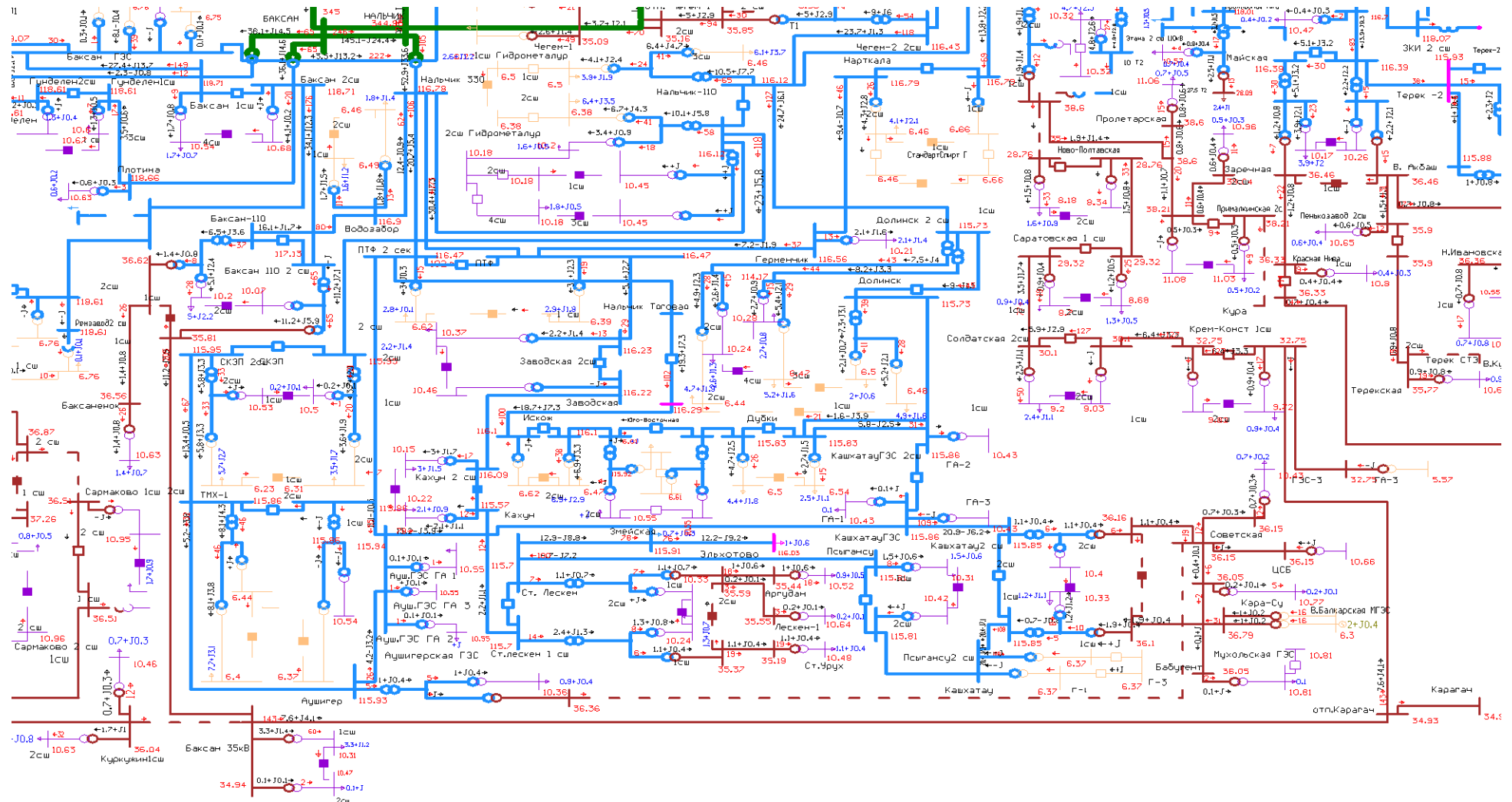


Рисунок 3.2. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего минимума
2022 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477)

3. Зимний максимум 2022 года при температуре наружного воздуха +10°C

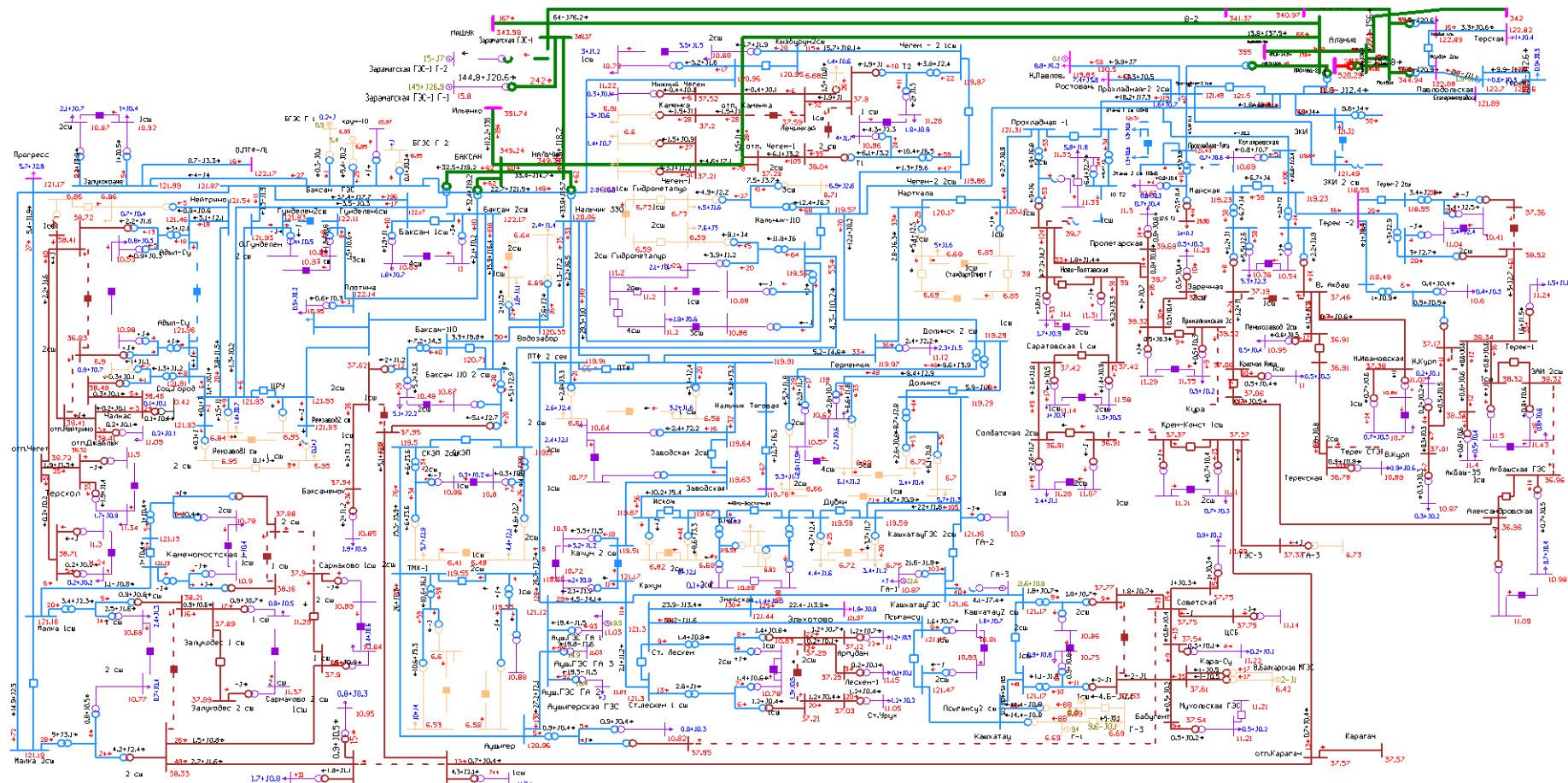


Рисунок 4.1. Схема потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего максимума 2022 года при температуре наружного воздуха +10°C

4. Зимний минимум 2022 года. при температуре наружного воздуха +10°

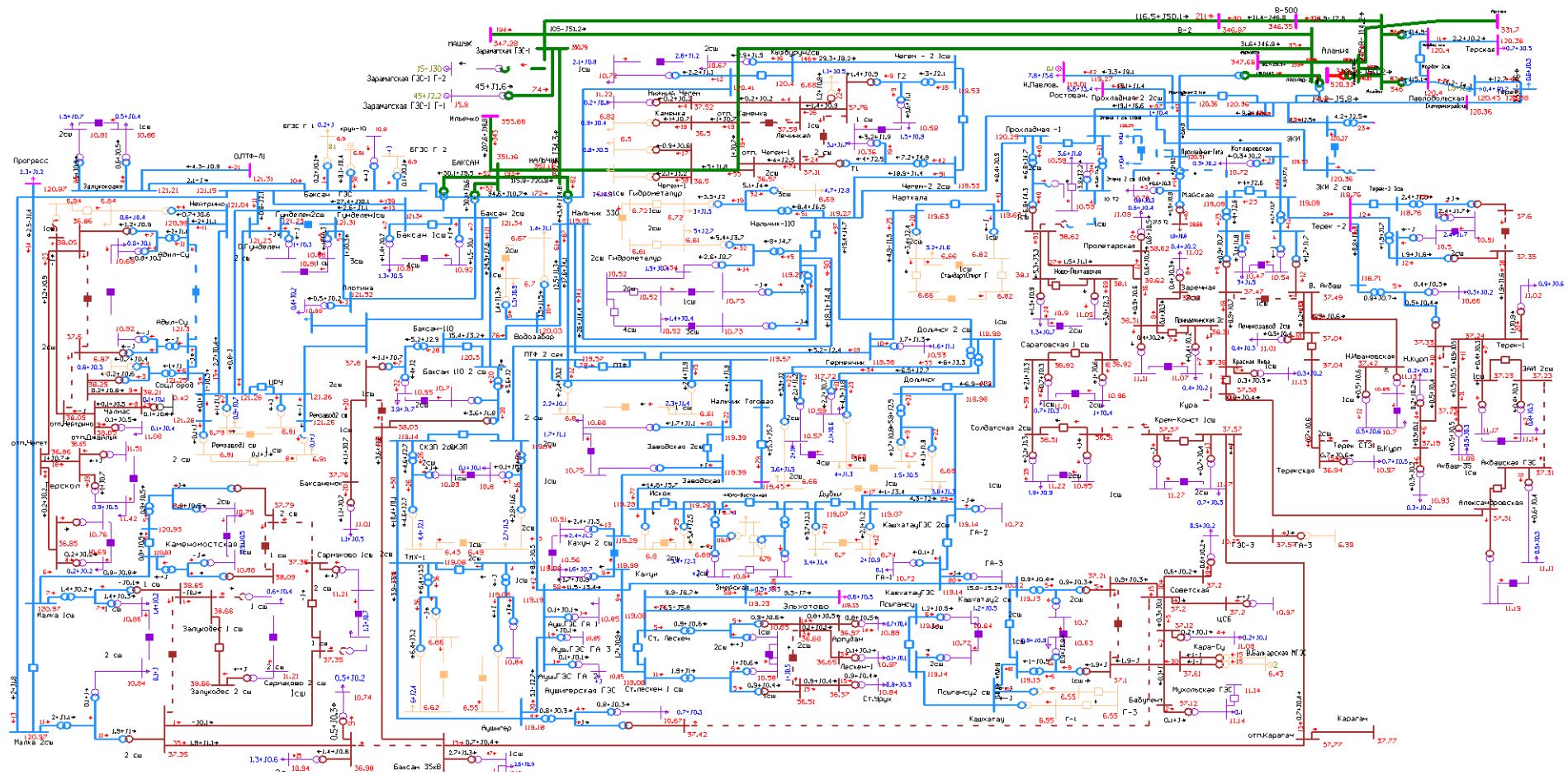


Рисунок 5.1. Схема потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего минимума 2022 года при температуре наружного воздуха +10°С

5. Летний максимум 2022 года

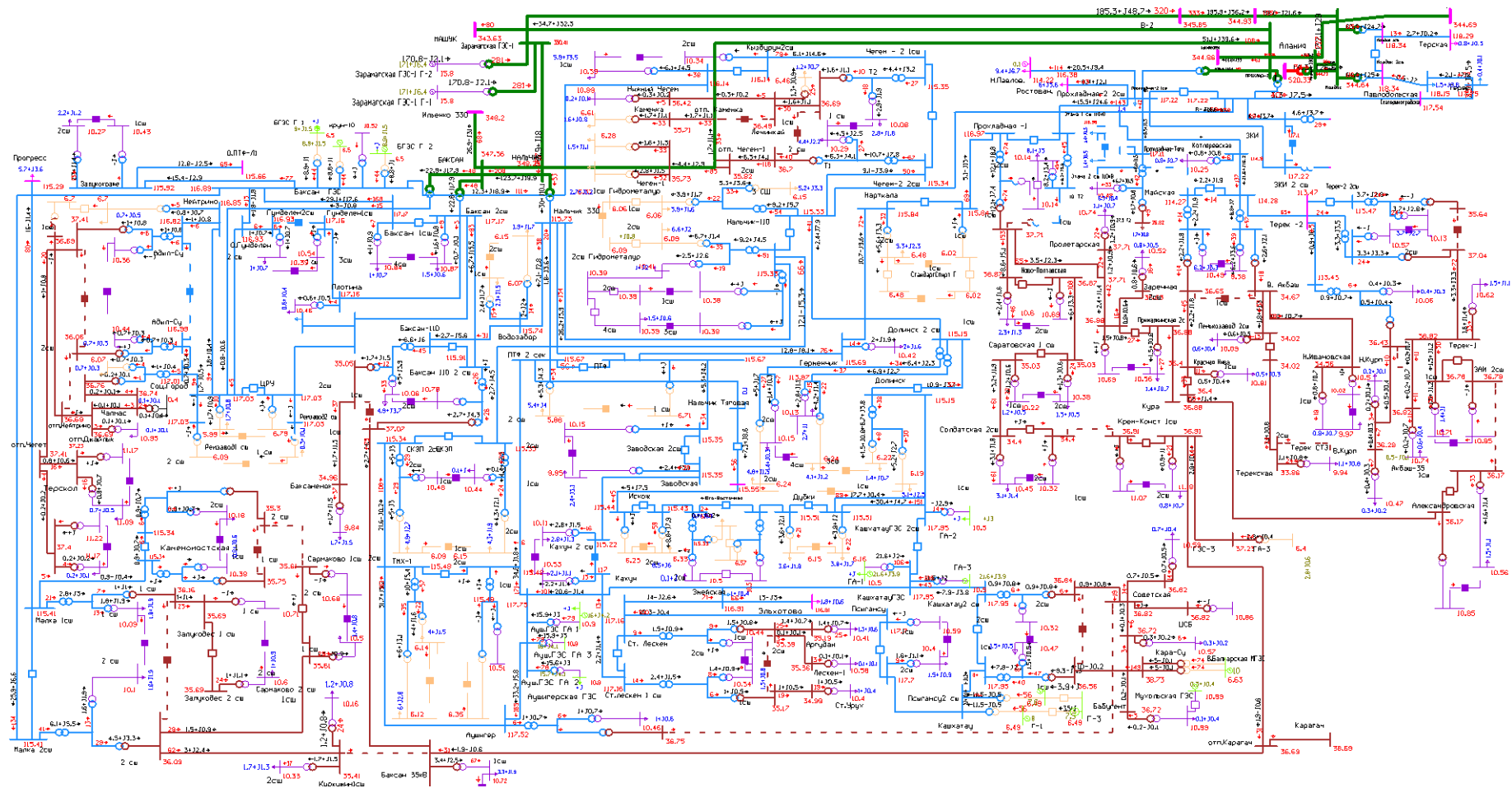


Рисунок 6.1. Схема потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2022 года

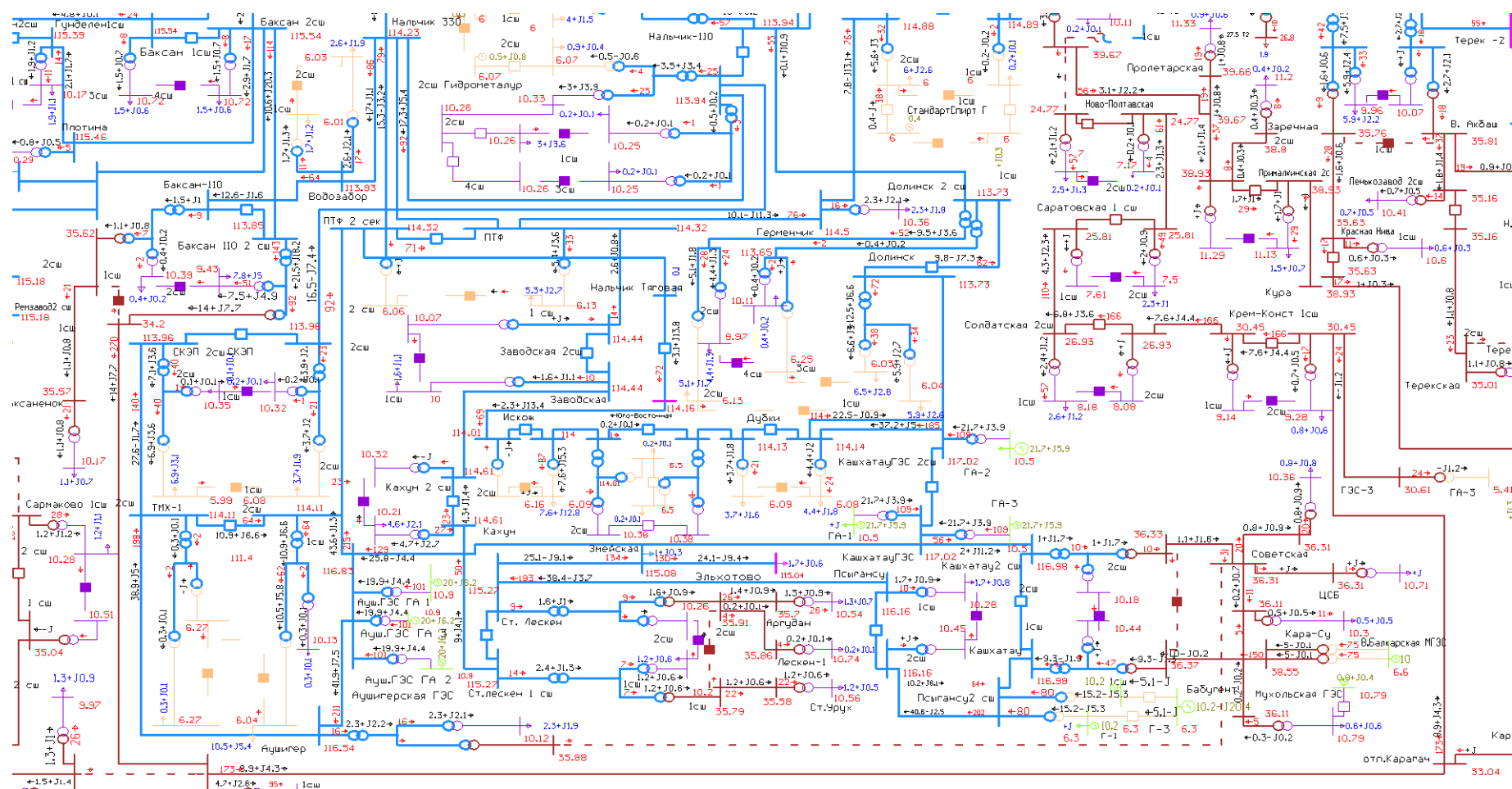


Рисунок 6.2. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети

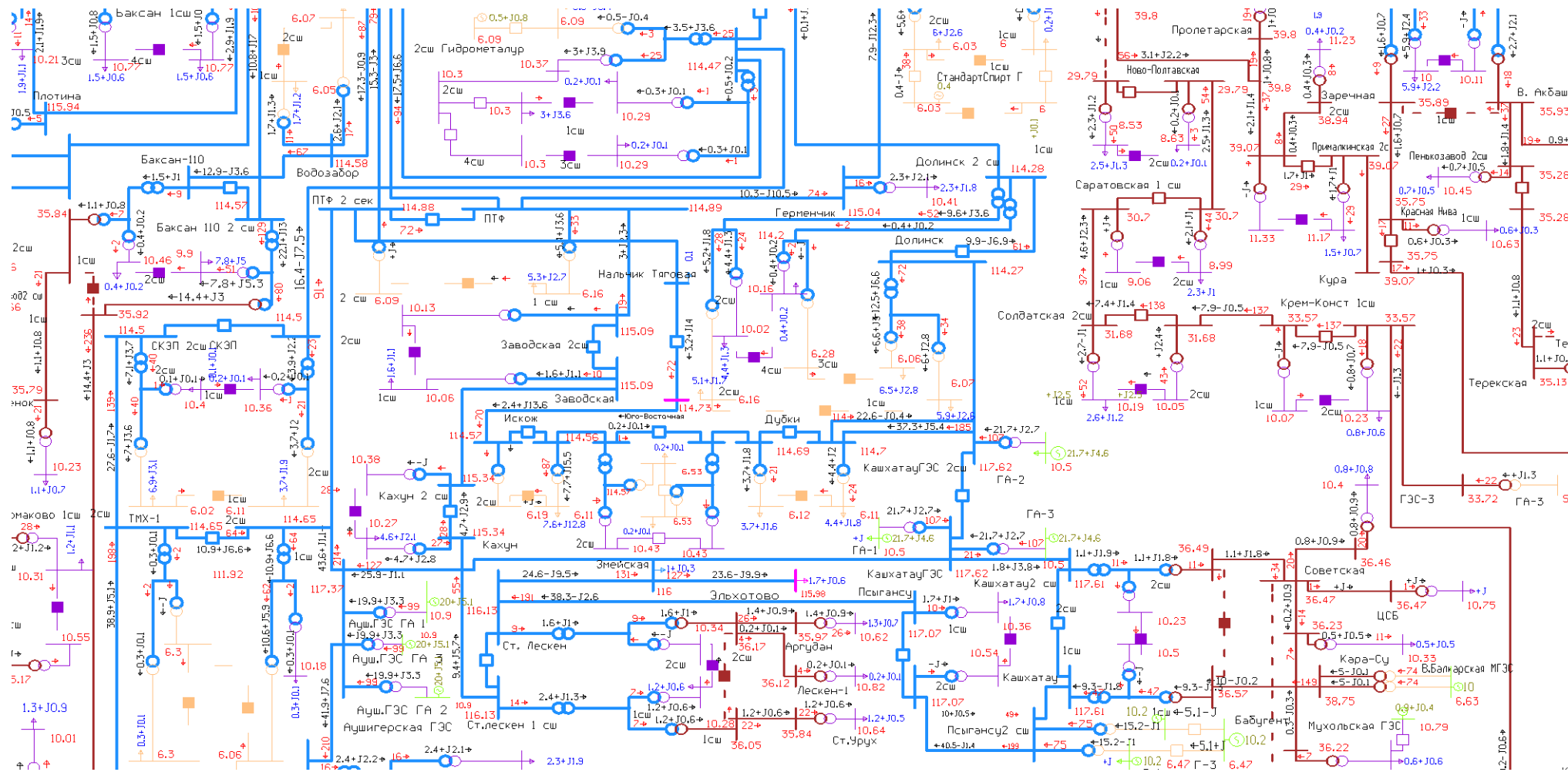


Рисунок 6.3. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л1-477) в нормальной схеме сети

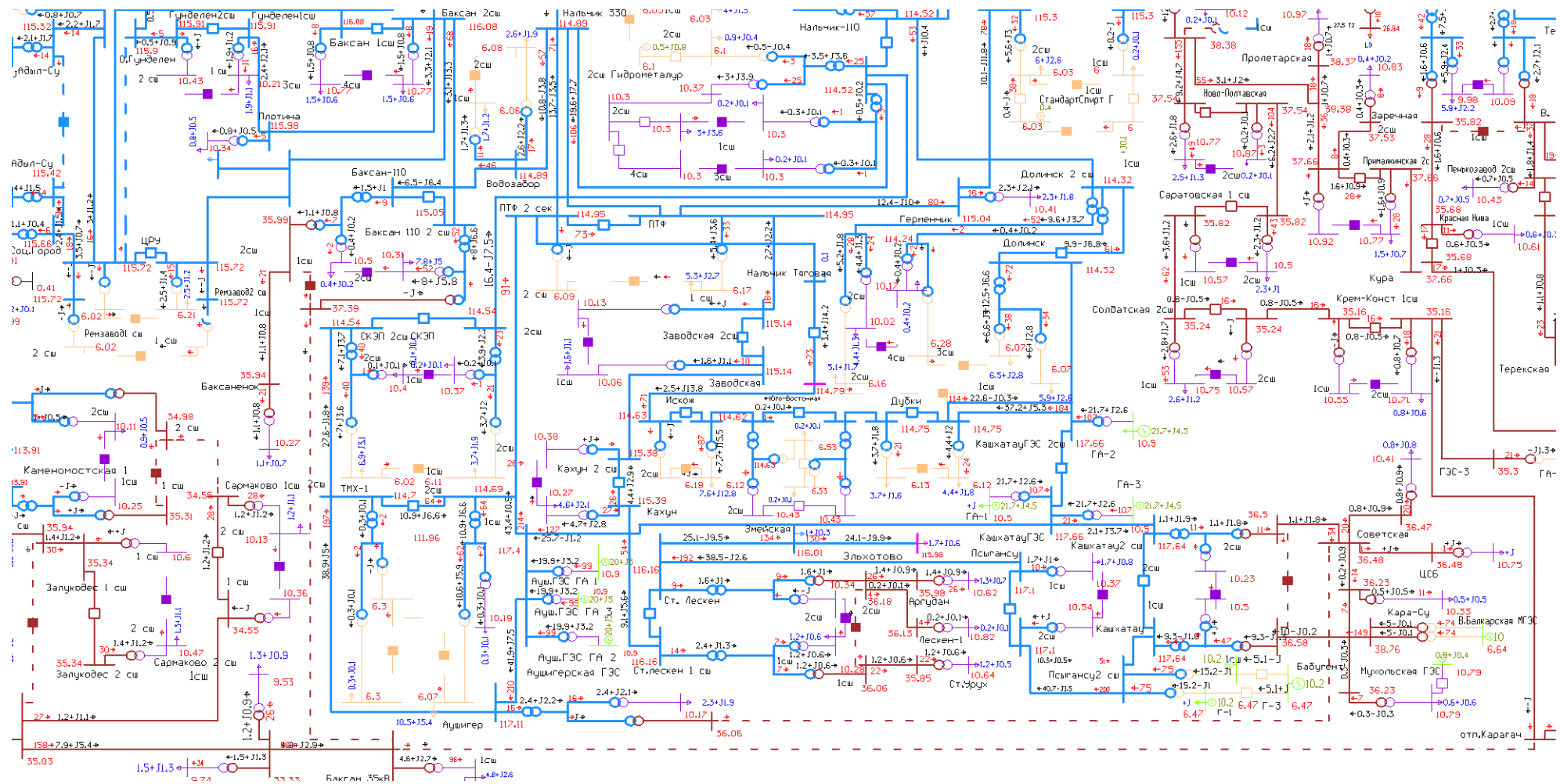


Рисунок 6.4. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) в нормальной схеме сети

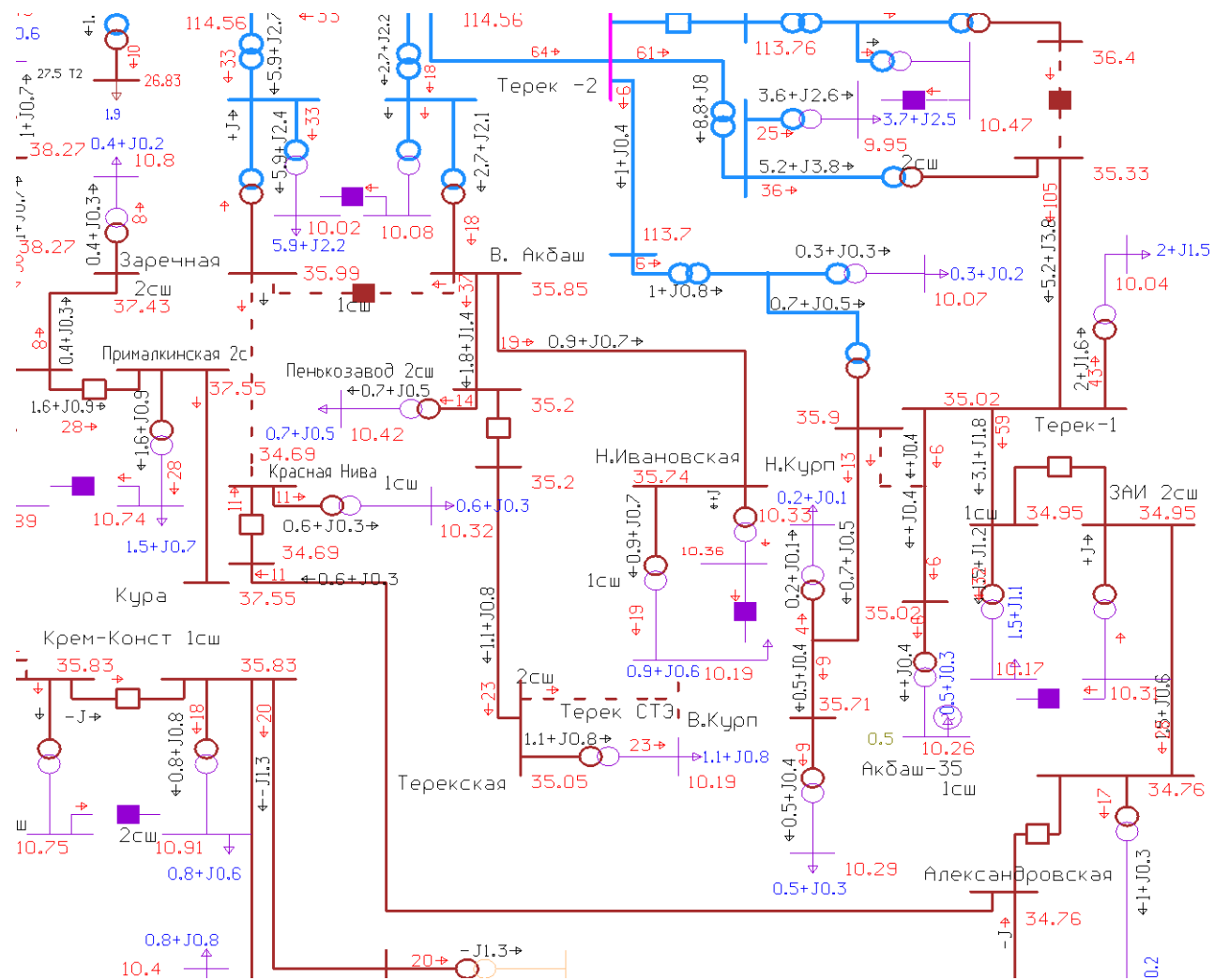


Рисунок 6.5. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Майская – Красная Нива (Л-474) в нормальной схеме сети

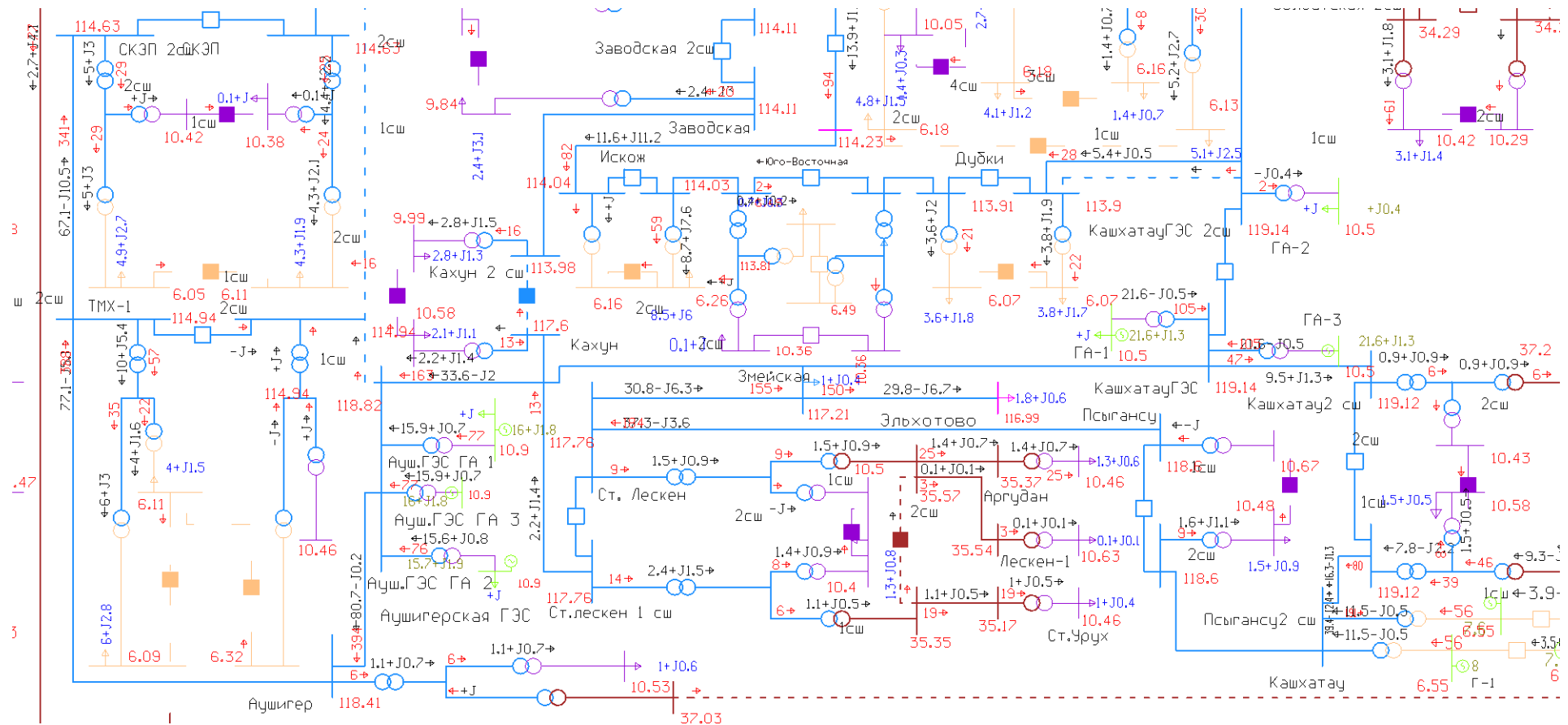


Рисунок 6.6 Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л1-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л1-189)

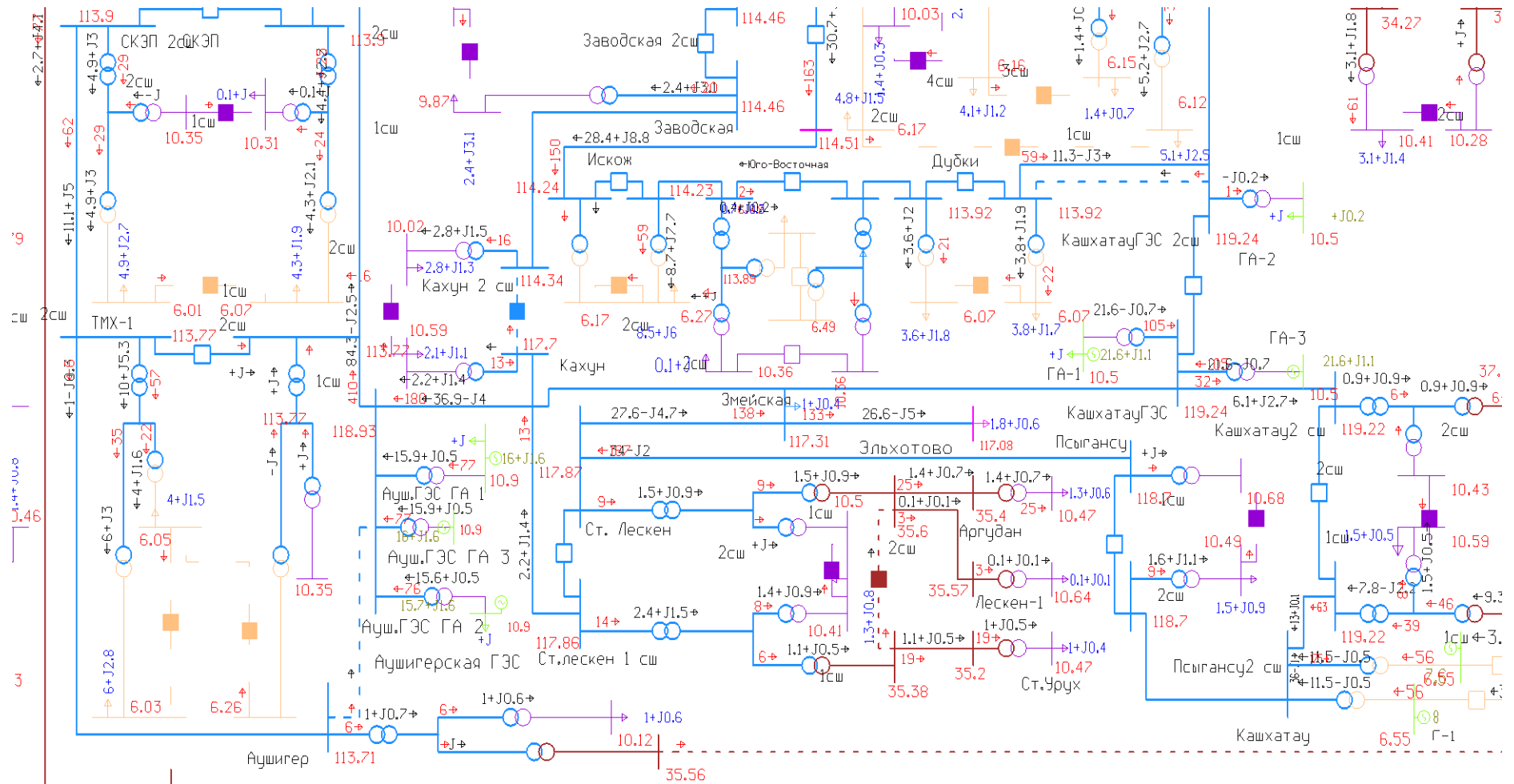


Рисунок 6.7. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)

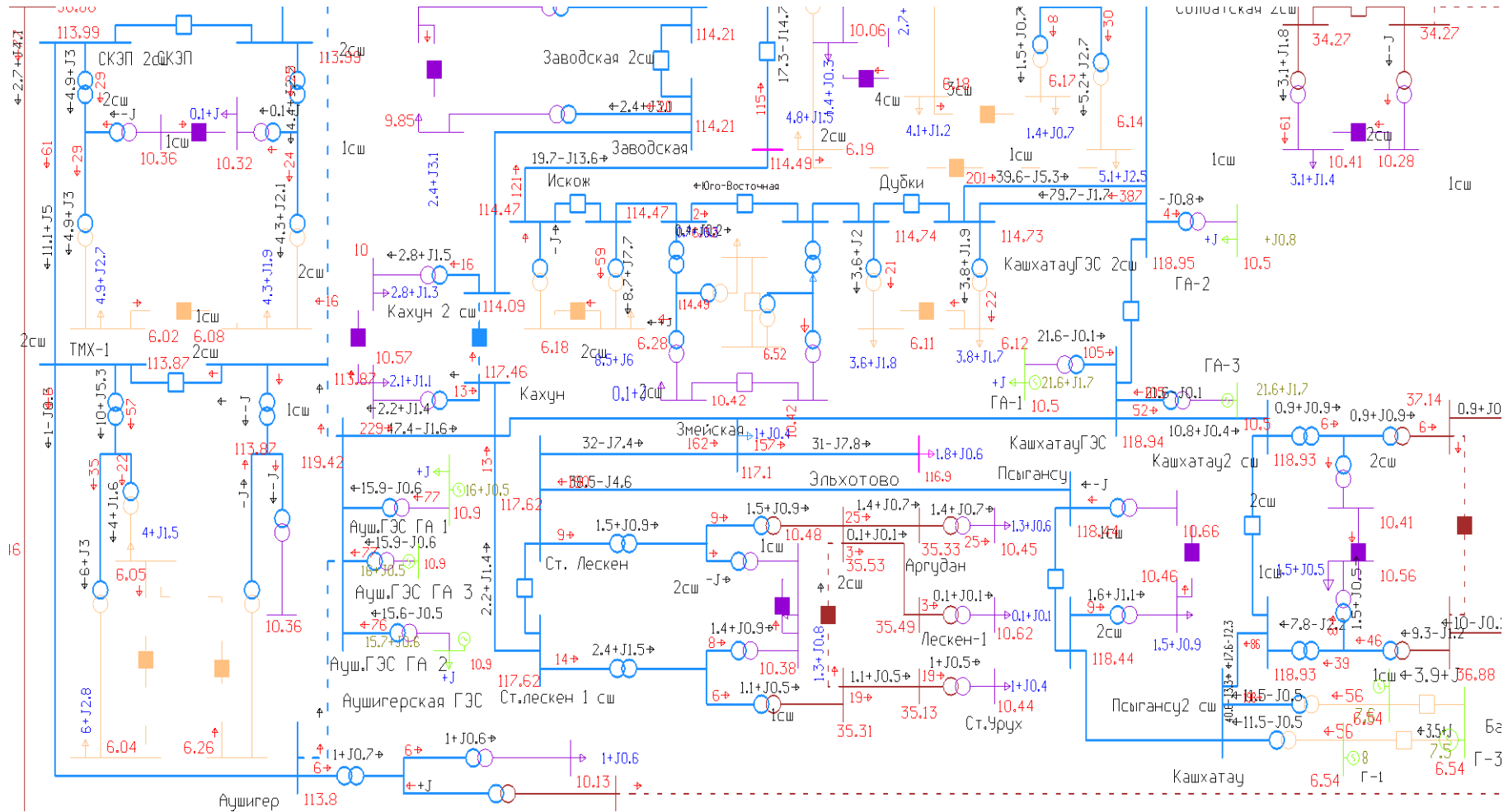


Рисунок 6.8. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)

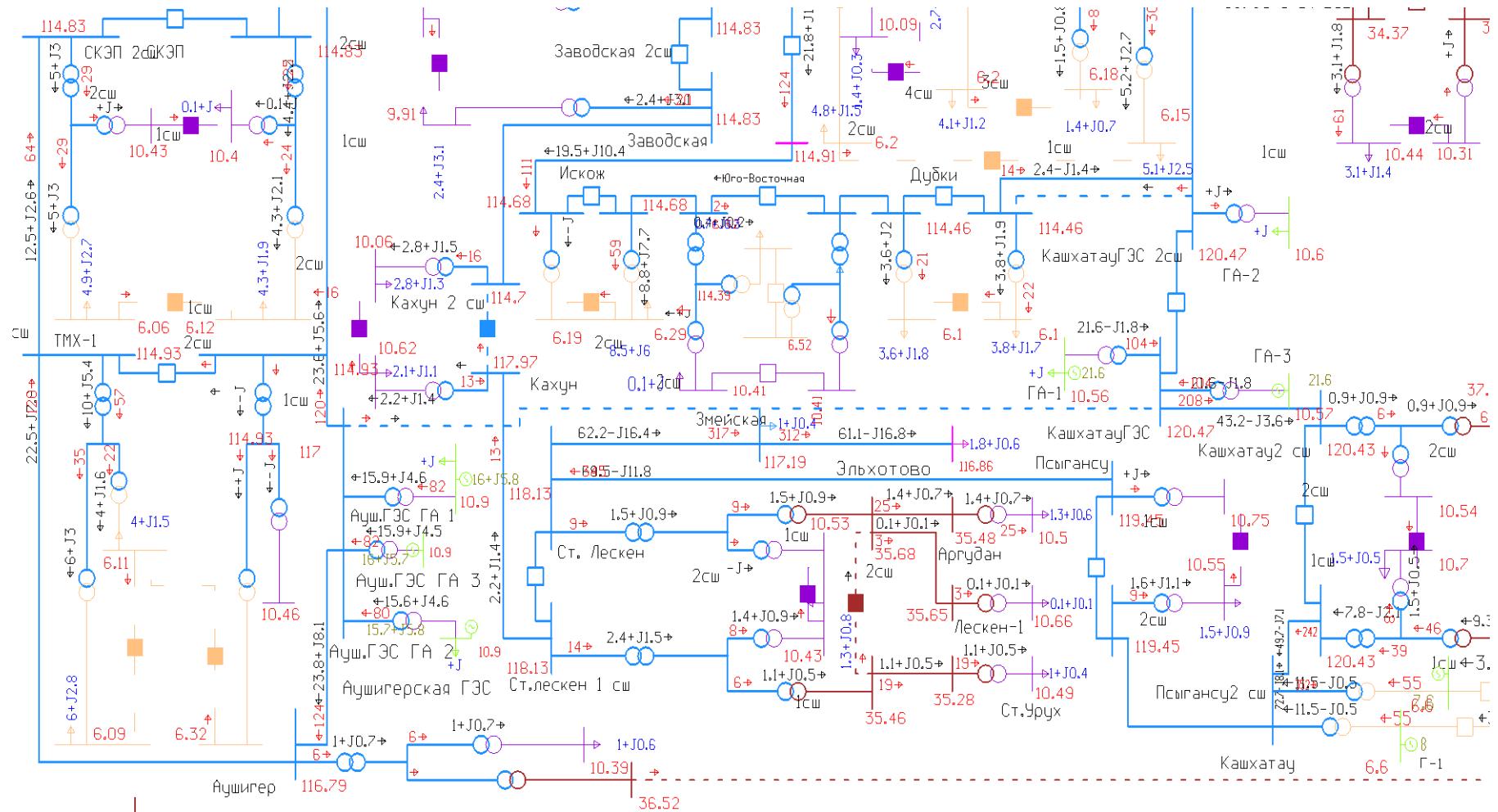


Рисунок 6.9. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)

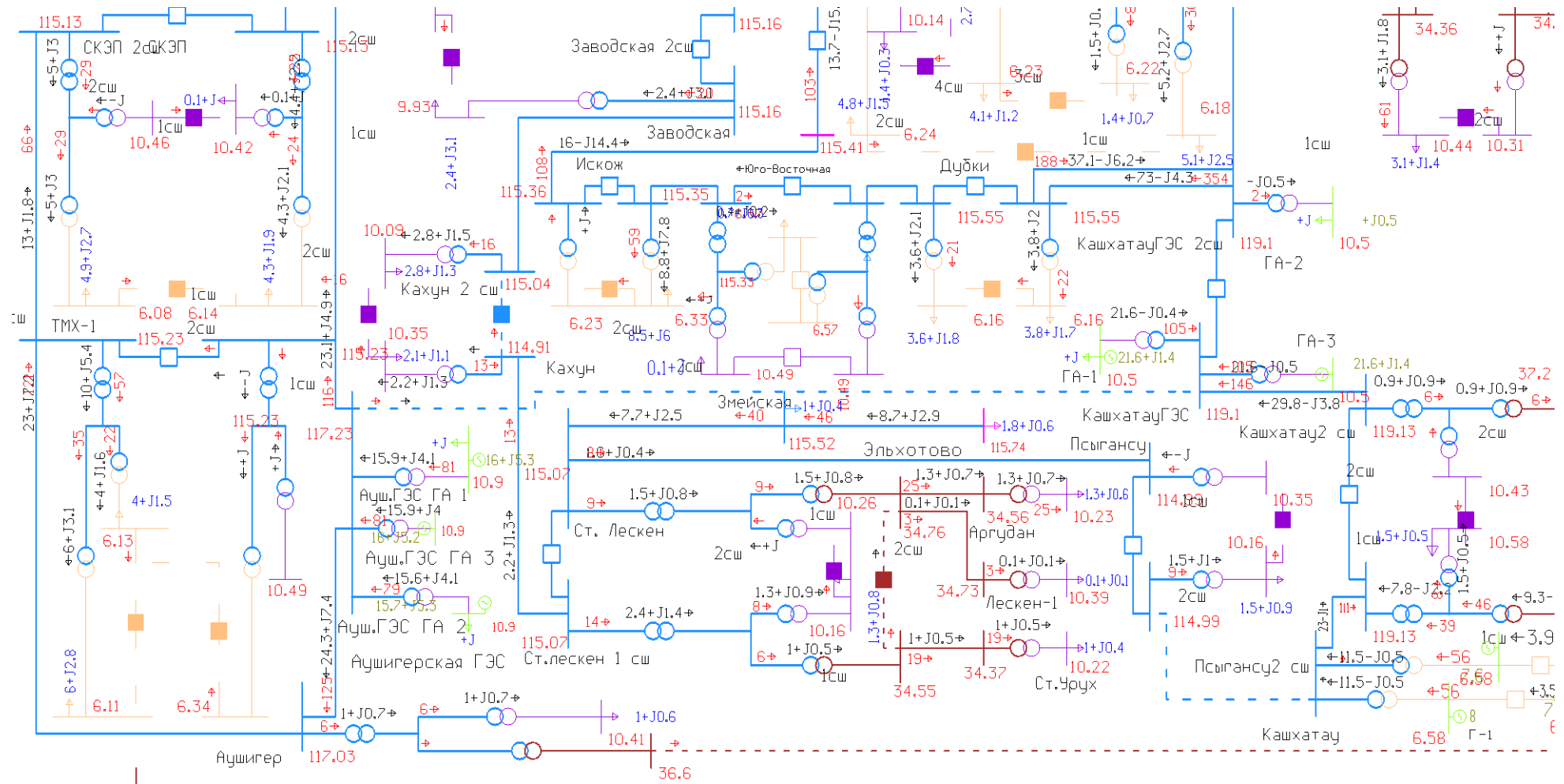


Рисунок 6.10. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)

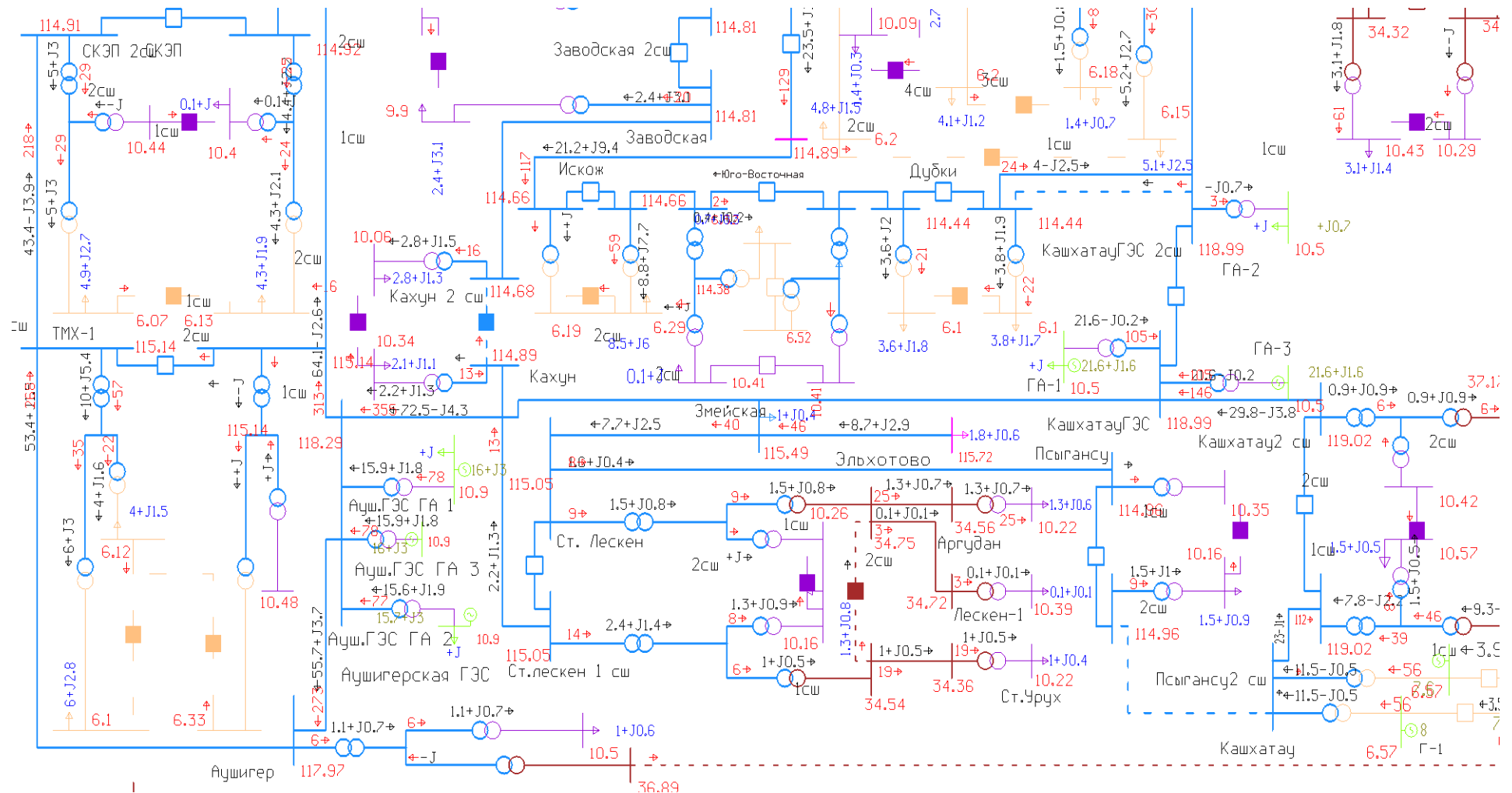


Рисунок 6.11. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС– Дубки (Л-102)

6. Летний минимум 2022 года

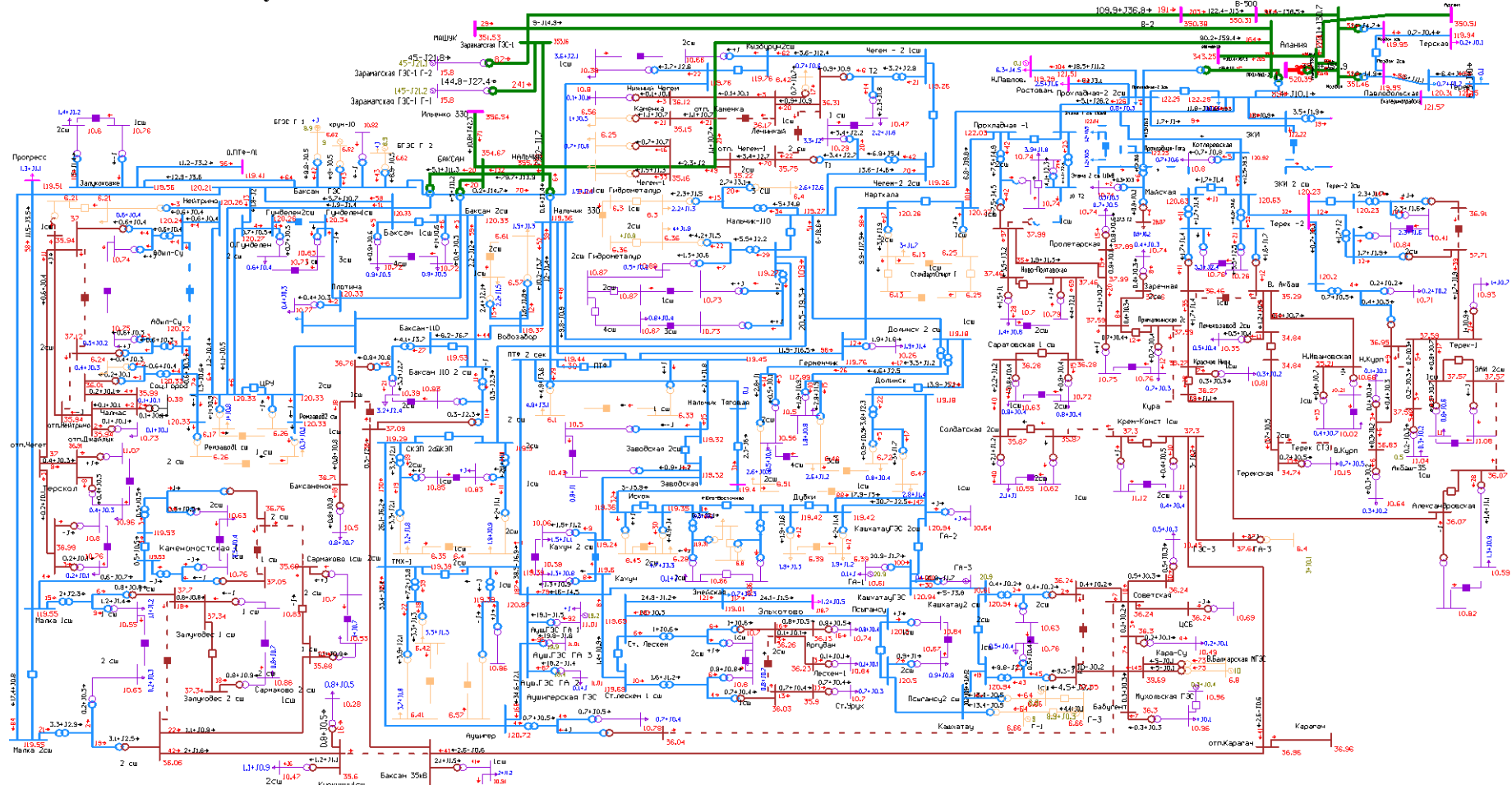


Рисунок 7.1. Схема потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего минимума 2022 года

7. Летний максимум 2022 года. Период паводка – при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха

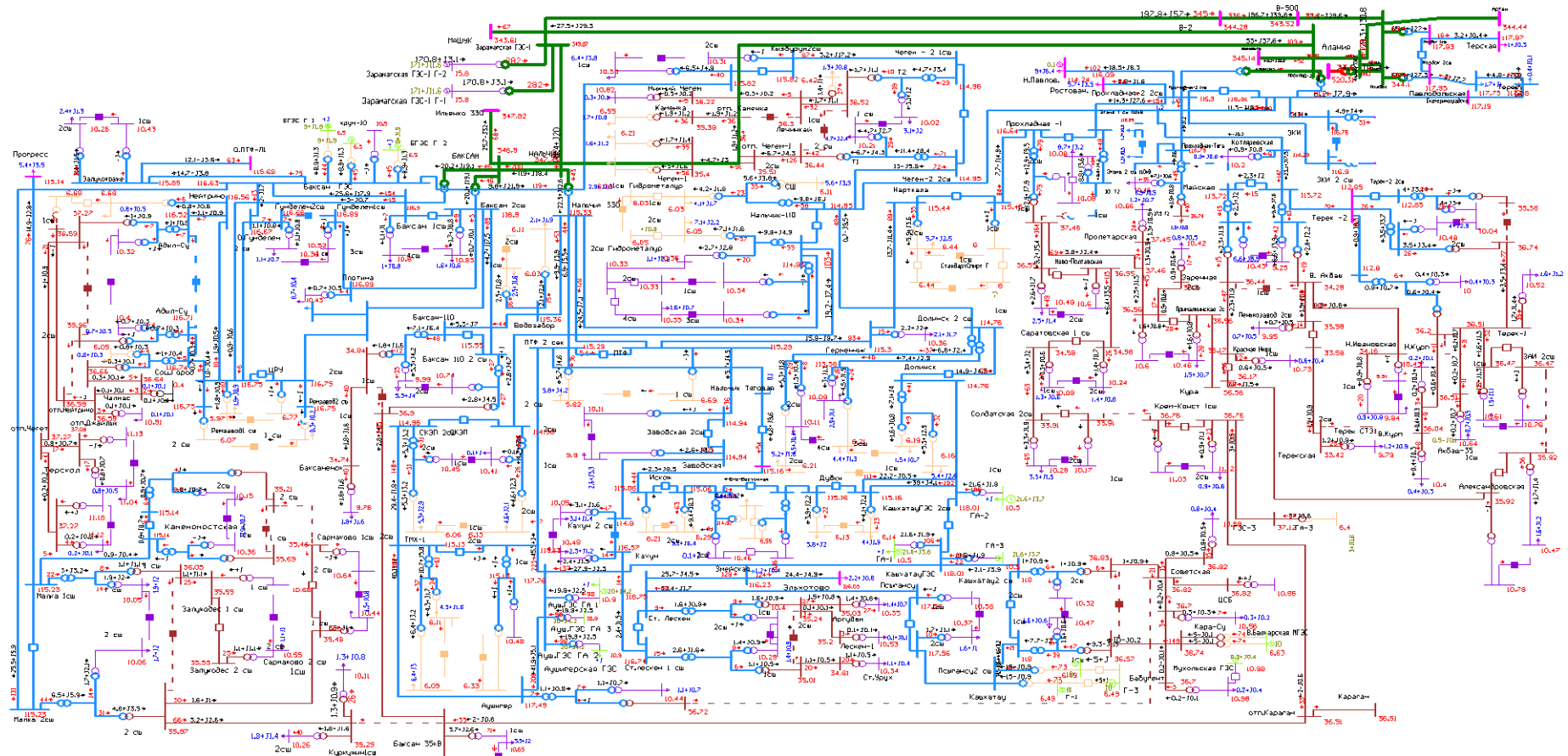


Рисунок 8.1. Схема потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме паводка 2022 года – при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха

8. ПЭВТ 2022 года

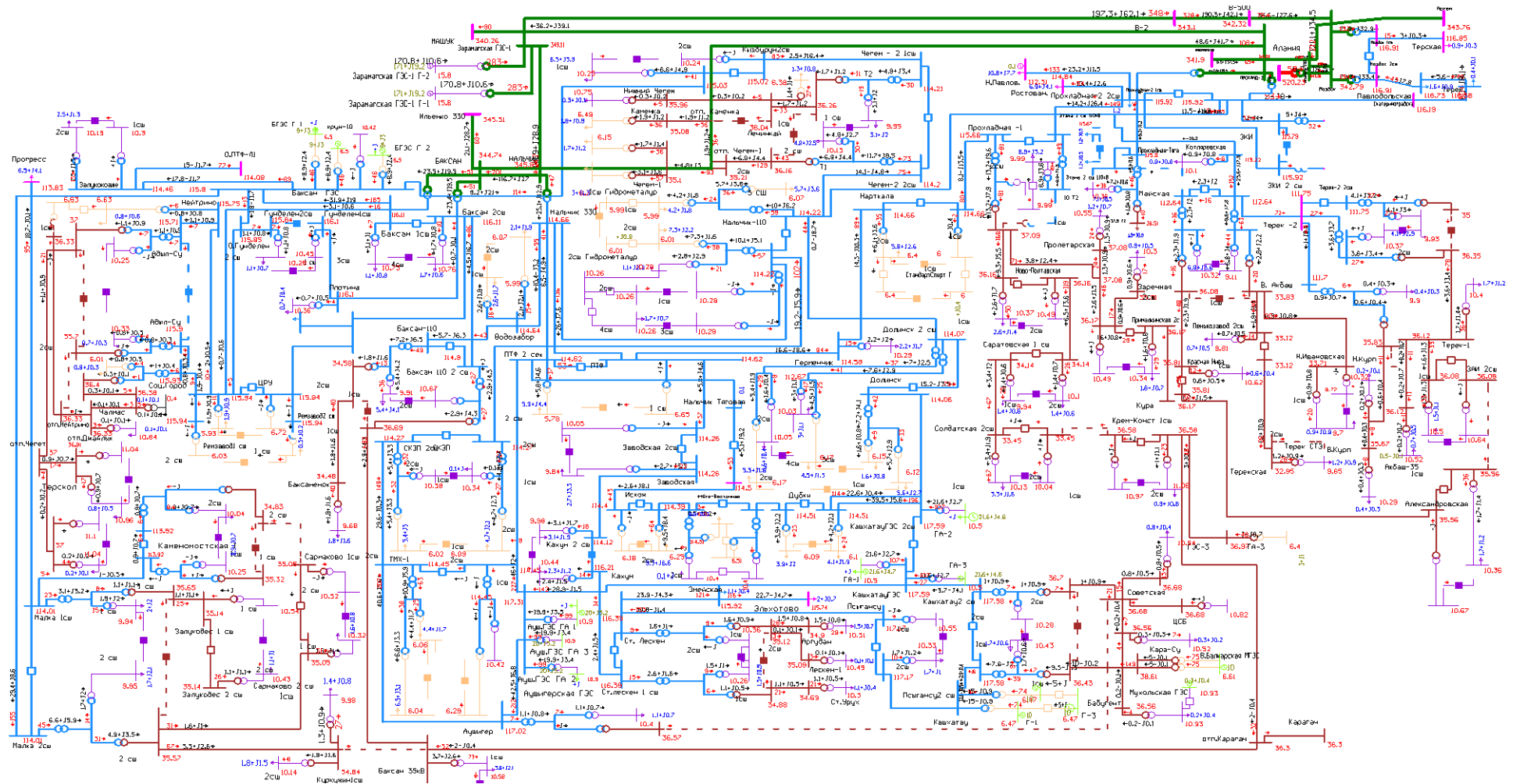


Рисунок 9.1. Схема потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2022 года

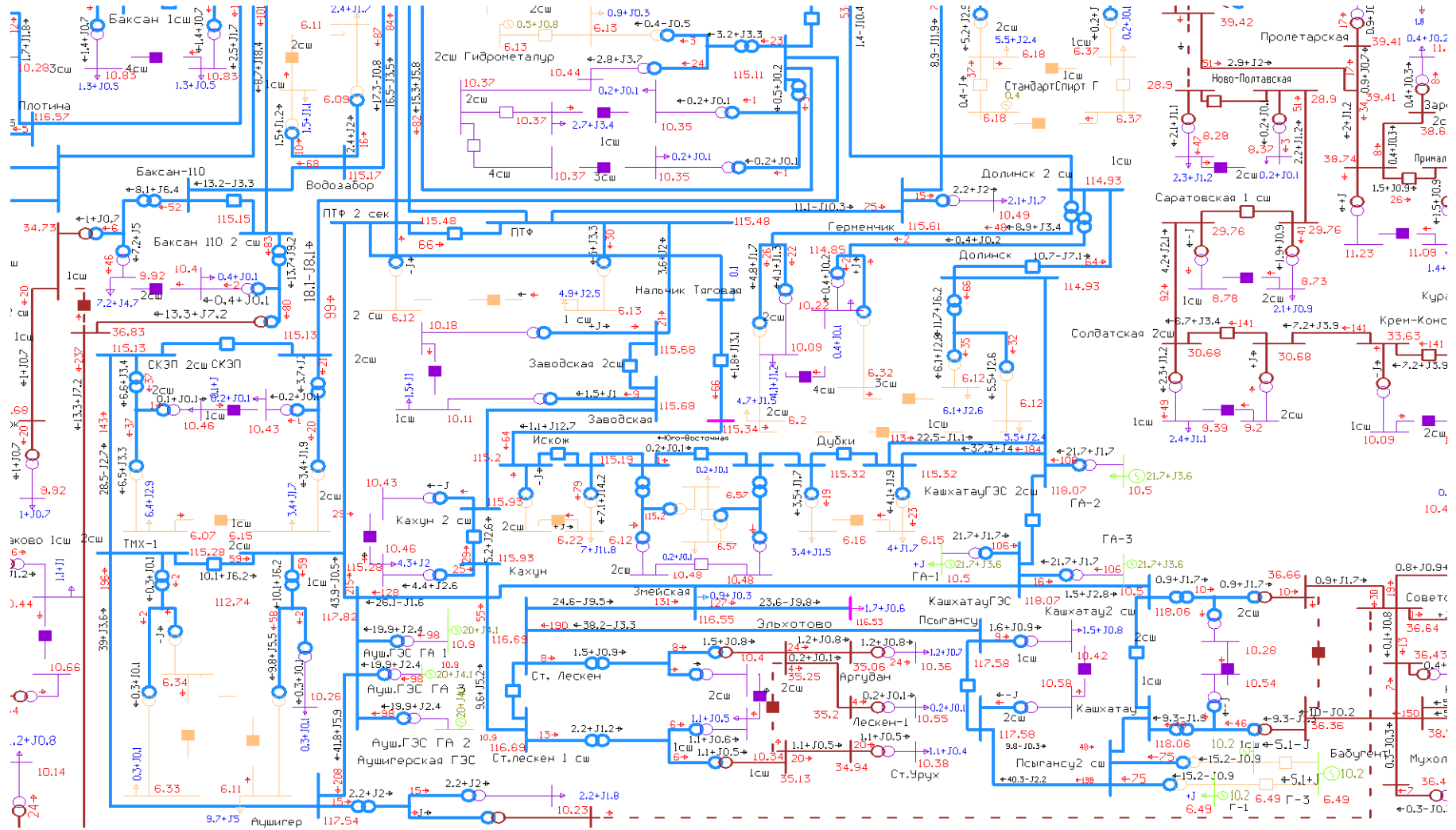


Рисунок 9.2. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети

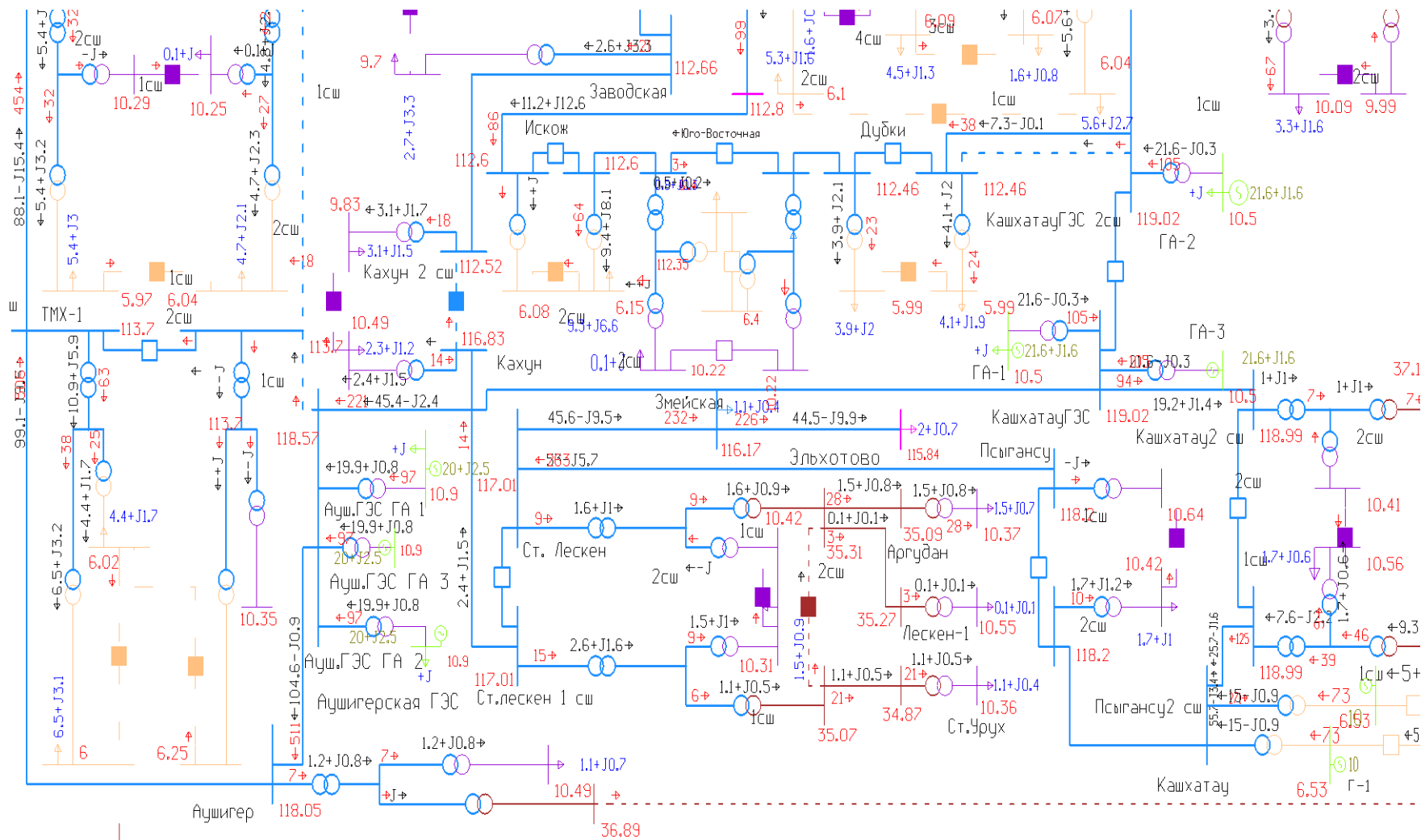


Рисунок 9.3. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2022 года Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)

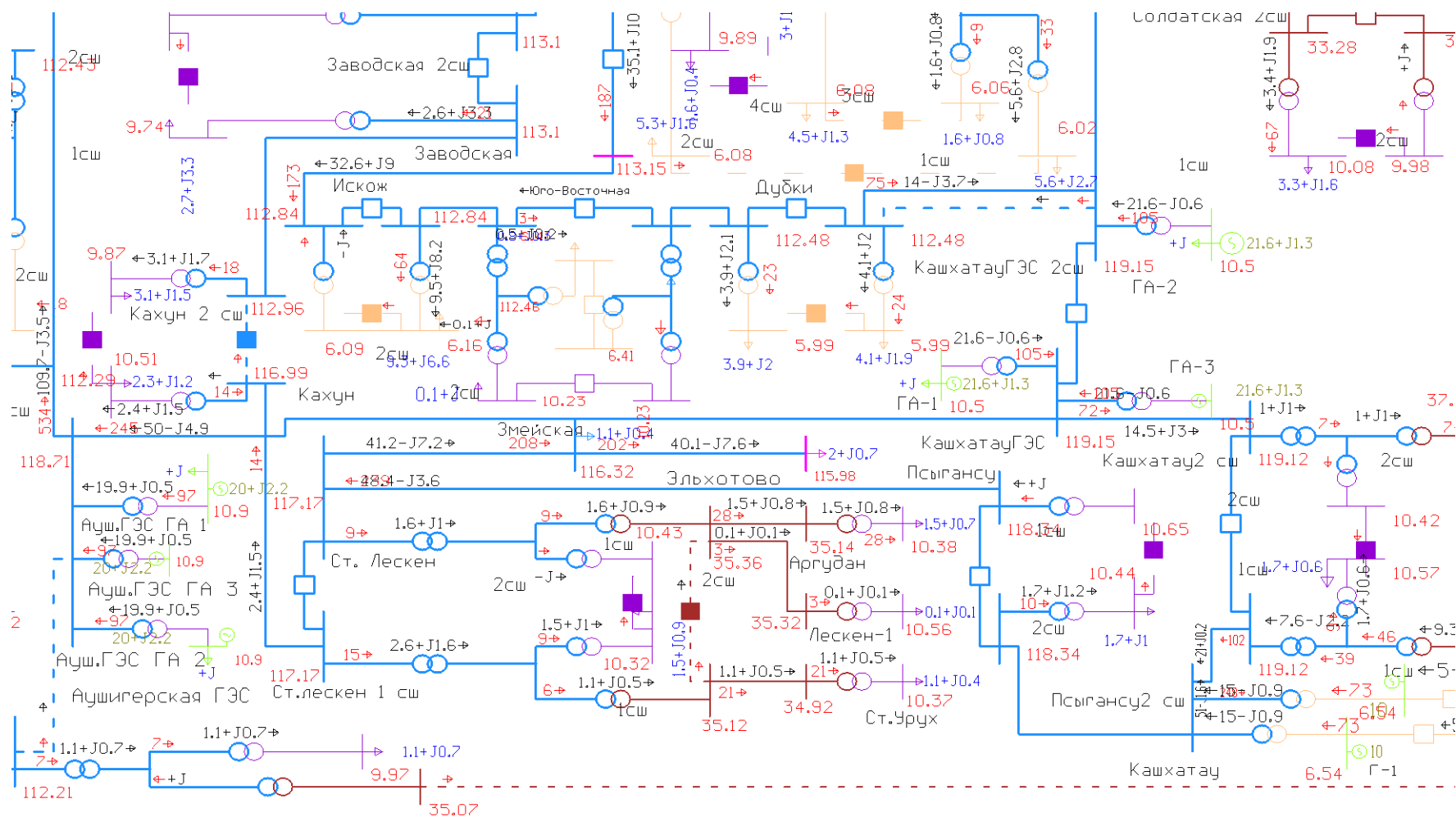


Рисунок 9.4. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2022 года Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)

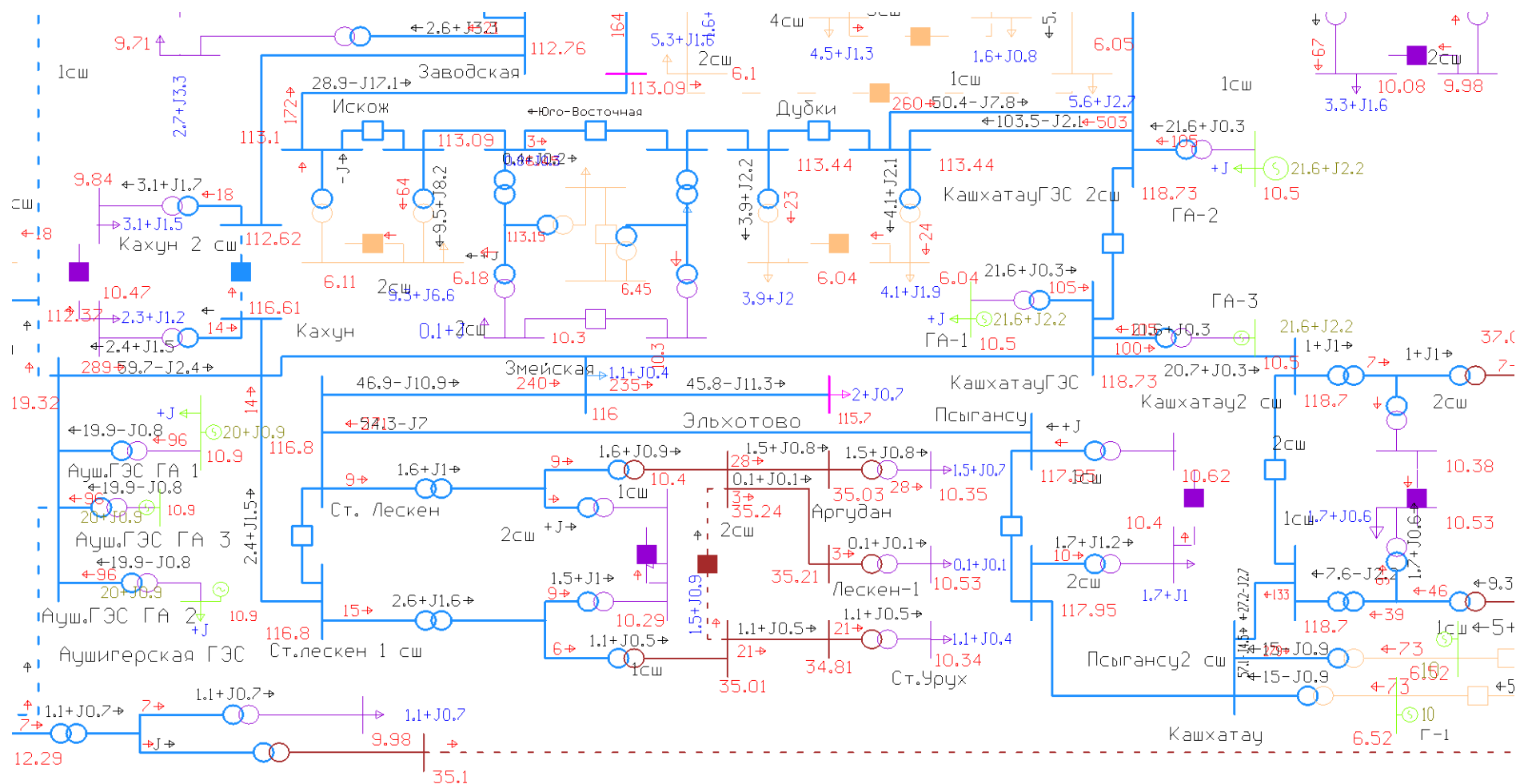
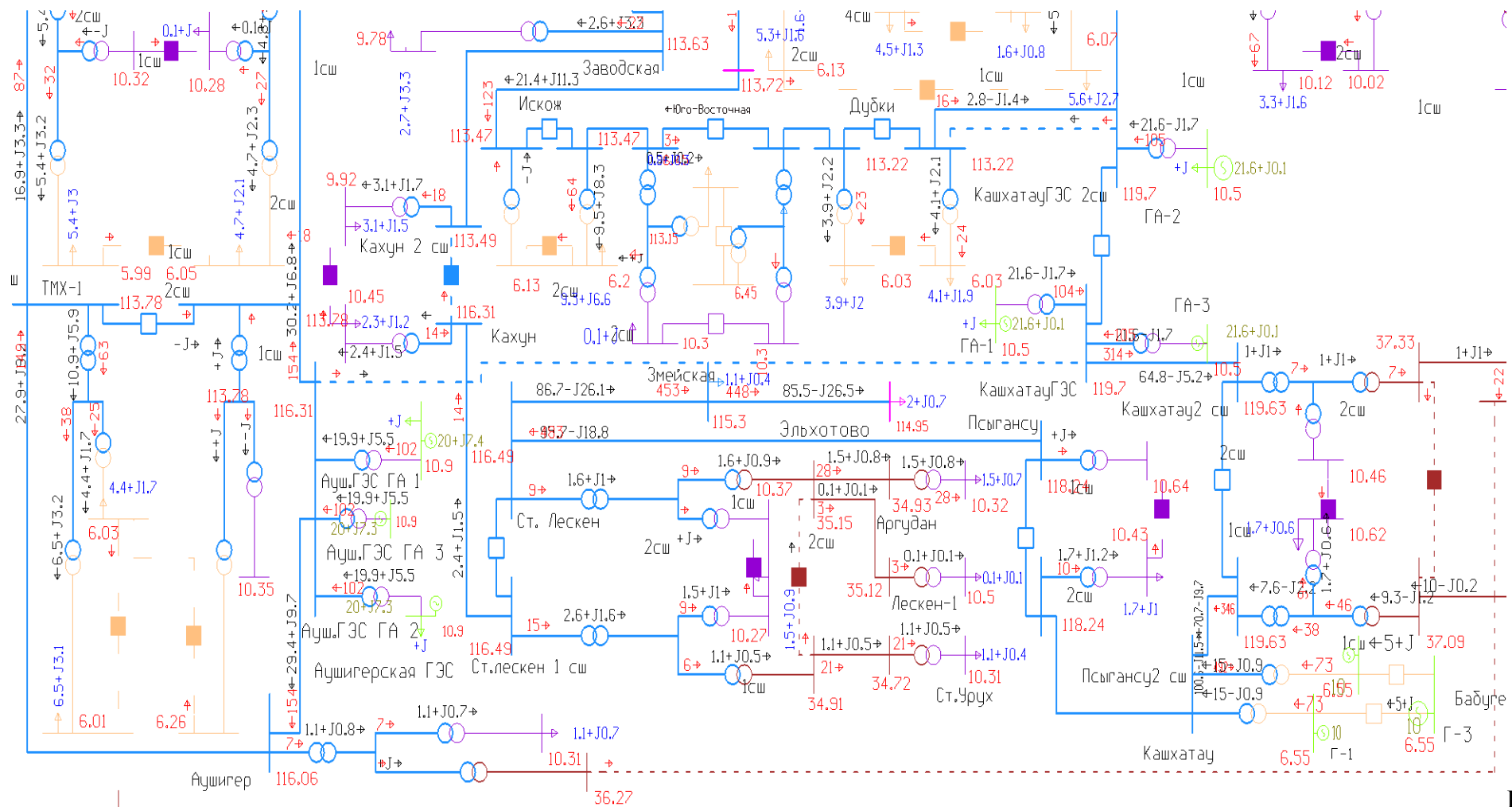
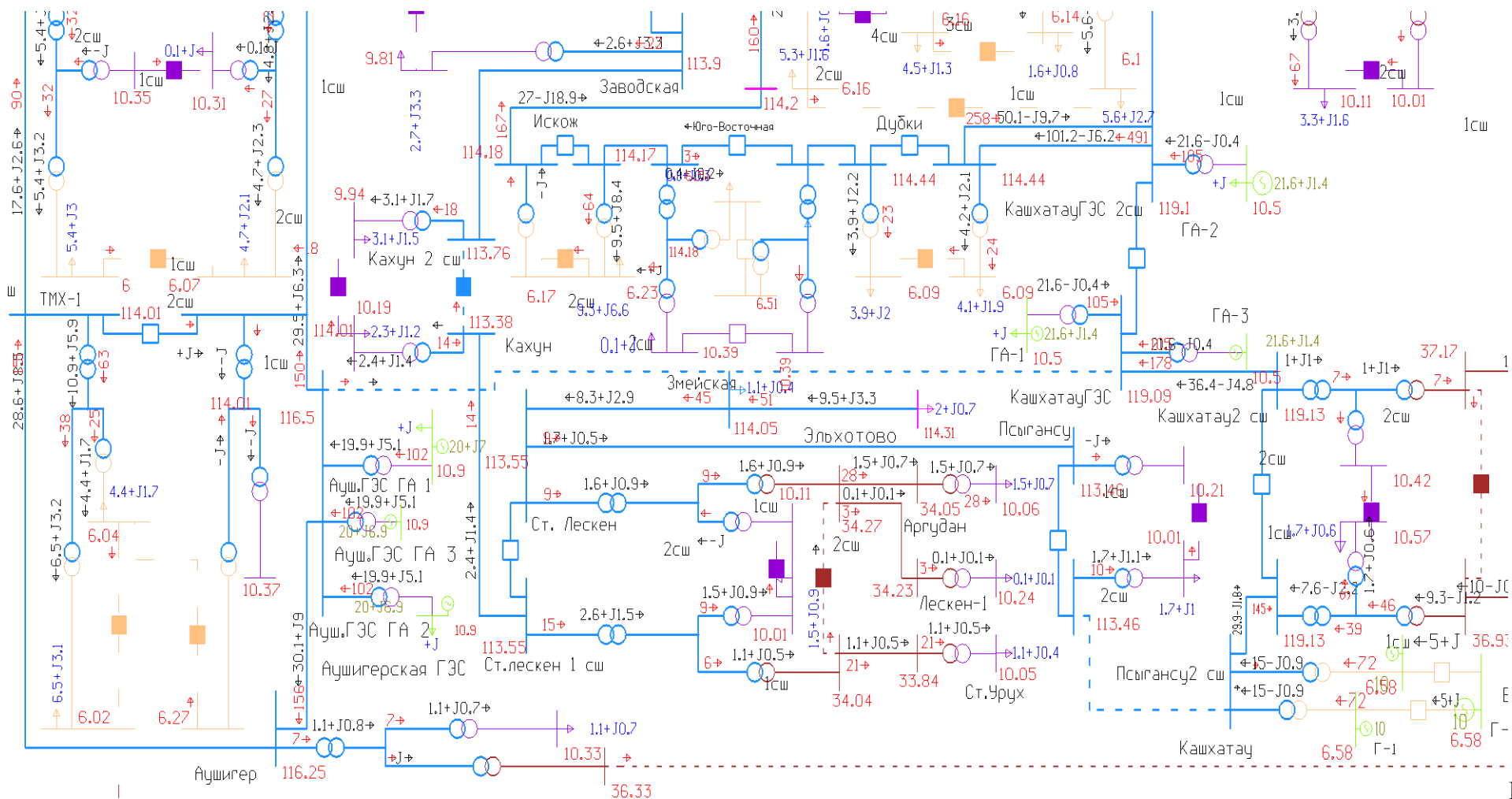


Рисунок 9.5. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)



Рисунок

9.6. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)



Рисунок

9.7. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)

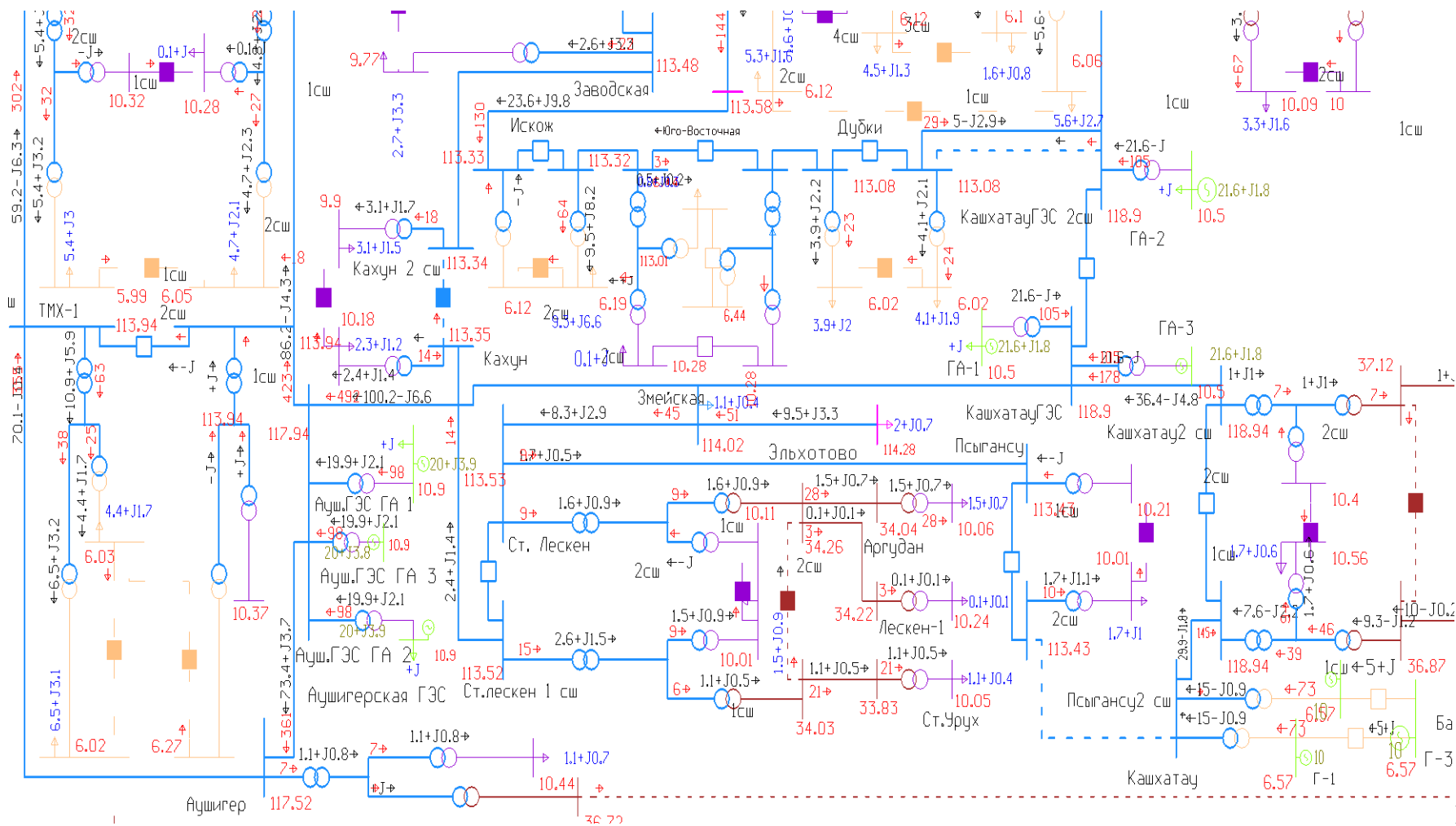


Рисунок 9.8.

Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки

ПРИЛОЖЕНИЕ № 4

Часть № 2 результаты расчетов электрических режимов в графической форме

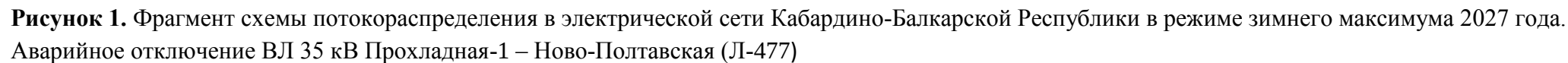


Рисунок 1. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего максимума 2027 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477)

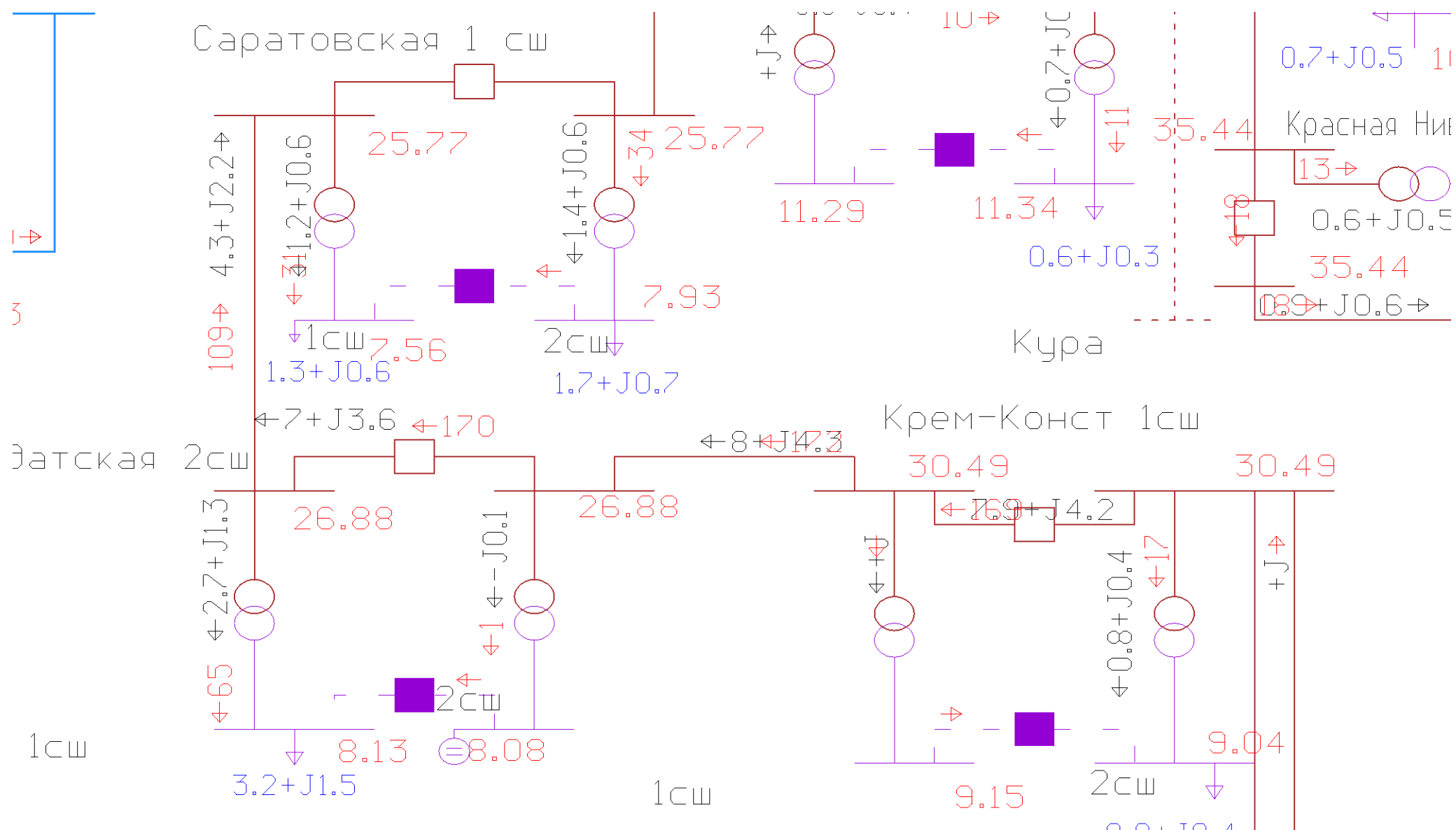


Рисунок 2. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего максимума 2027 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477). Установка БСК 10 кВ на ПС 35 кВ Солдатская

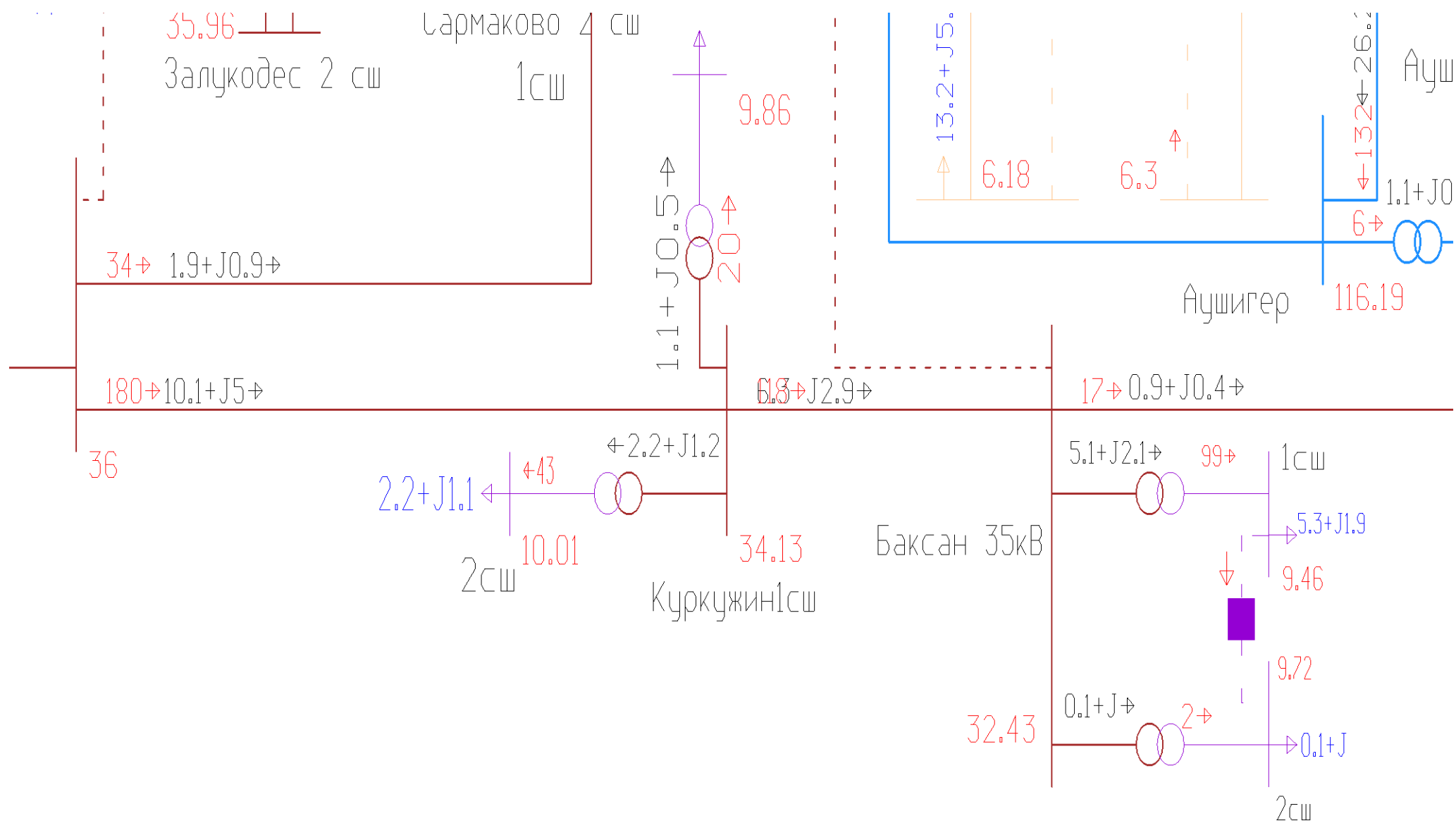


Рисунок 3. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего максимума 2027 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496)

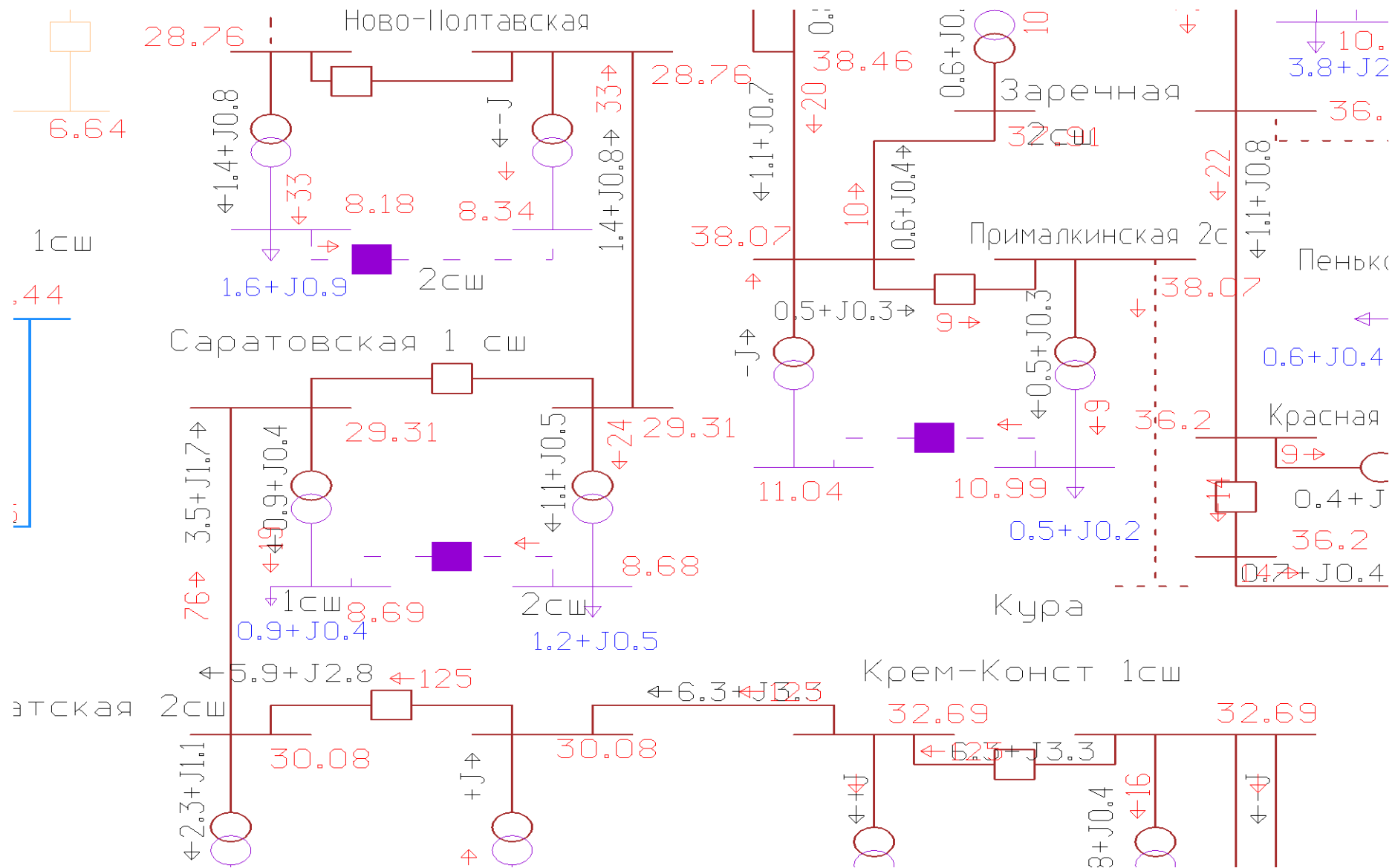


Рисунок 4. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего минимума 2027 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л1-477)

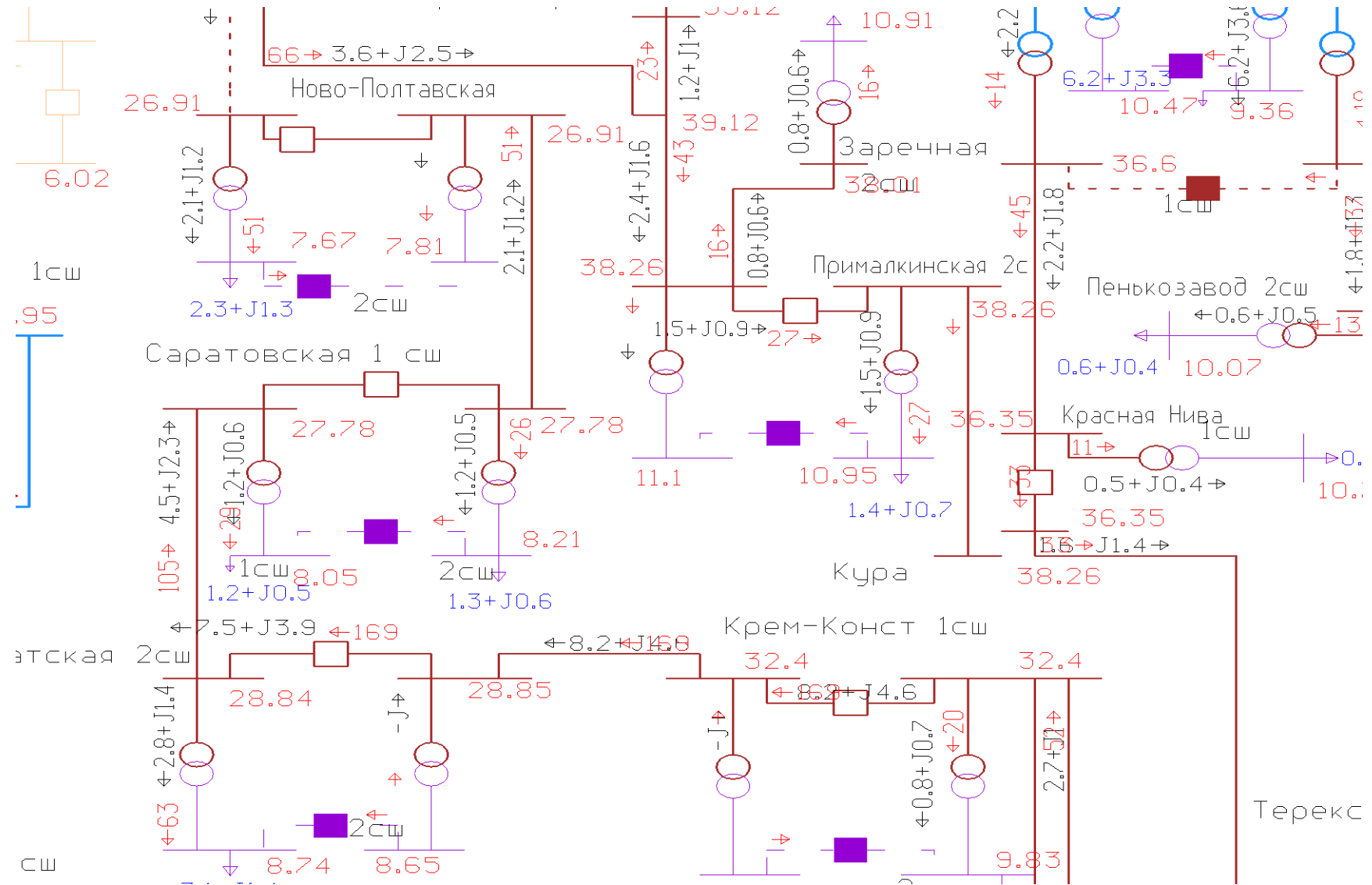


Рисунок 5. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2027 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477)

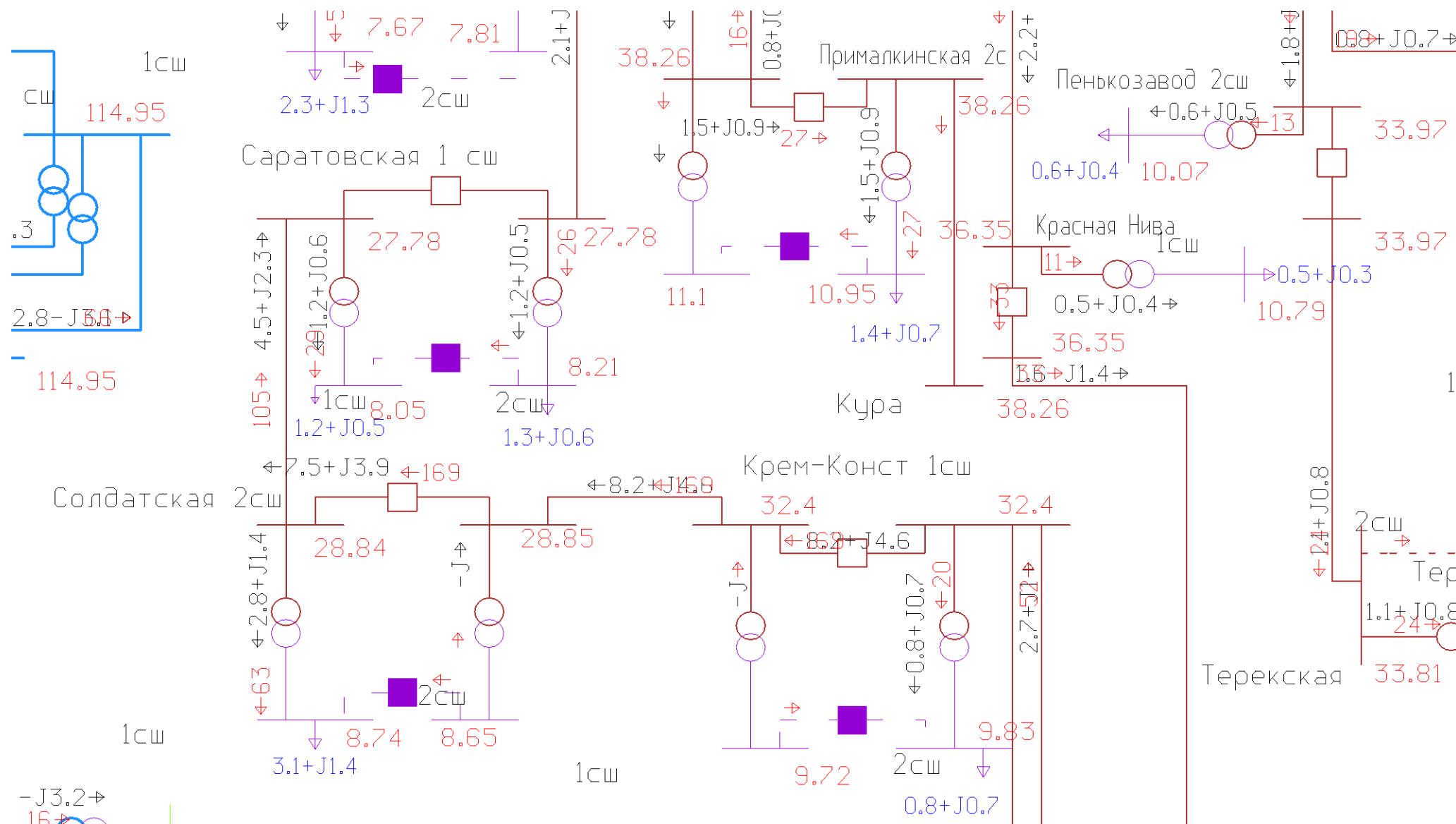


Рисунок 6. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2027 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л1-477). Установка БСК 10 кВ на ПС 35 кВ Солдатская

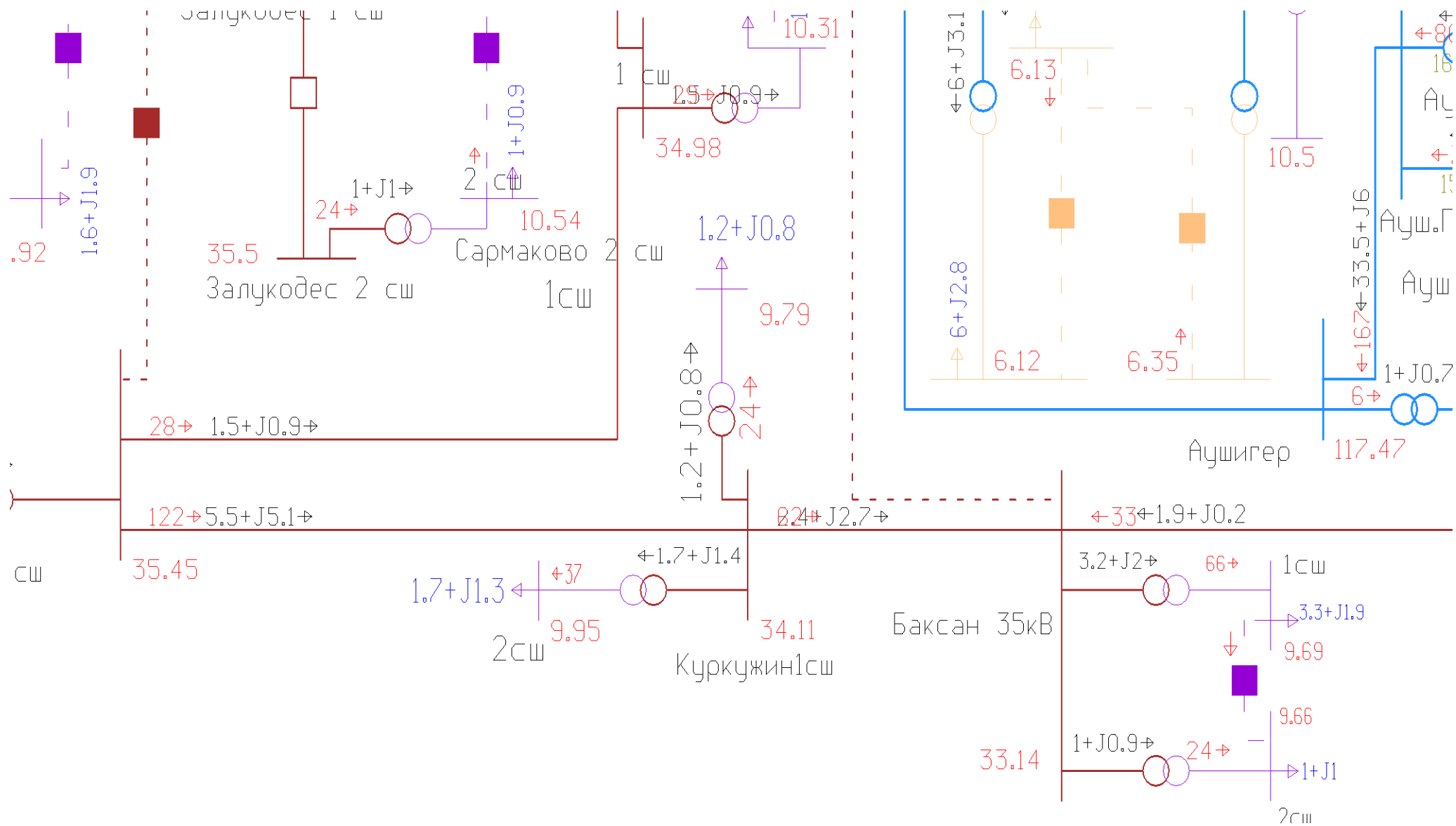


Рисунок 7. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2027 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496)

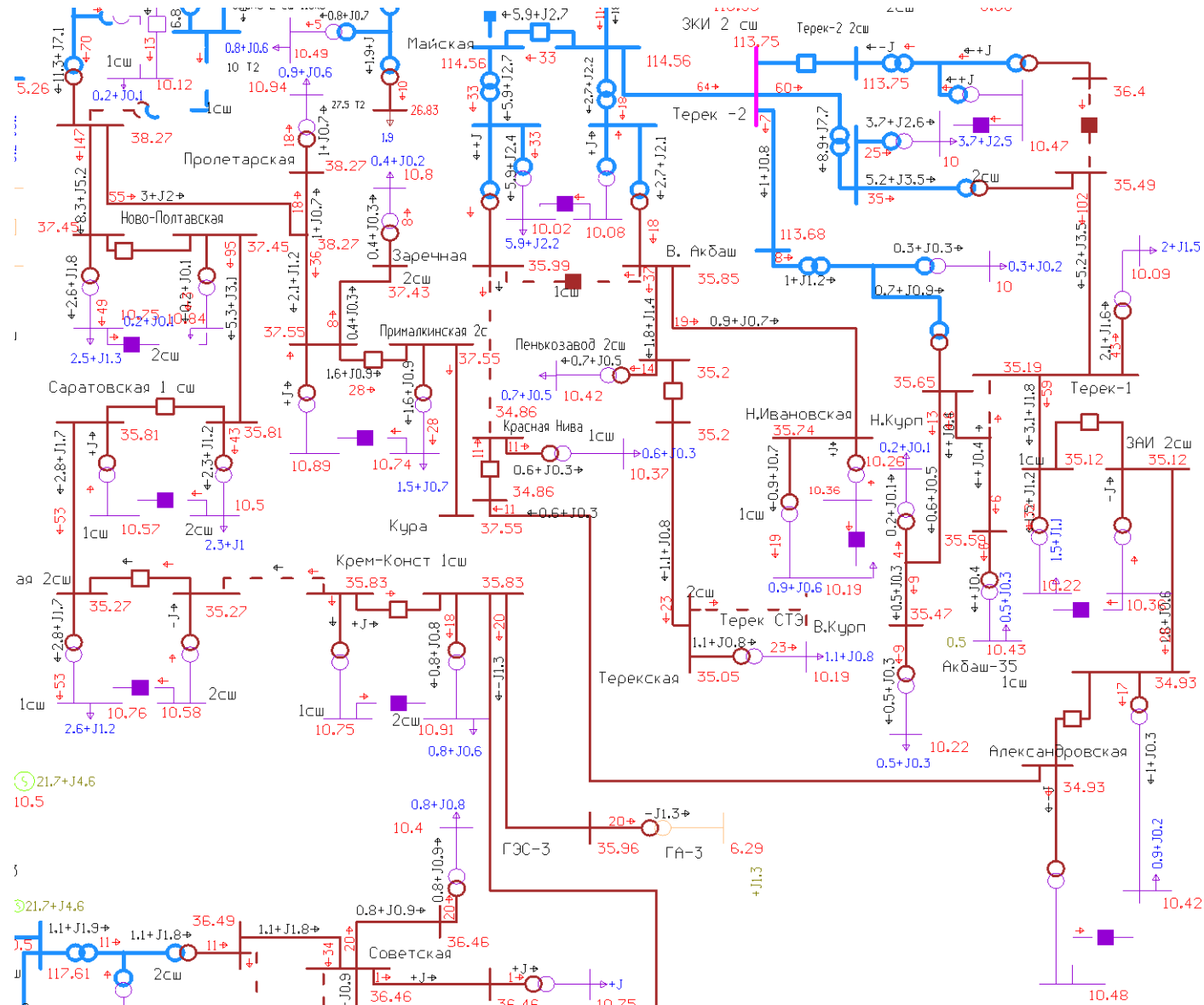


Рисунок 8. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме летнего максимума 2027 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496)

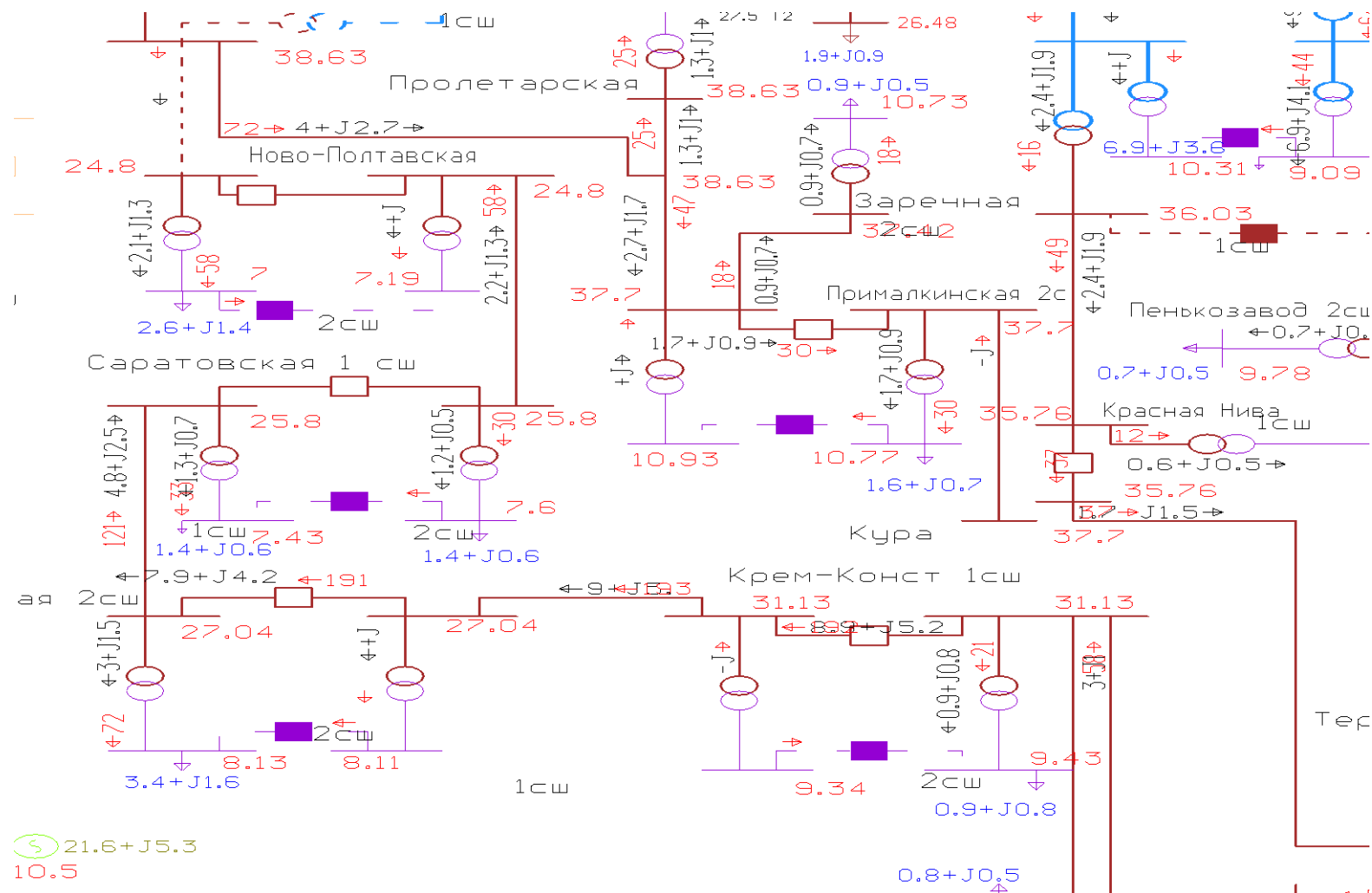


Рисунок 9. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2027 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети

УТВЕРЖДЕНА

Указом Главы
Кабардино-Балкарской Республики от 29 апреля 2022 г. № 48-УГ

Схема и программа
перспективного развития электроэнергетики
в Кабардино - Балкарской Республике
на 2023 - 2027 годы

Паспорт

Наименование Программы	Схема и программа перспективного развития электроэнергетики в Кабардино-Балкарской Республике на 2023-2027 годы (далее - СиПР, Программа)
Государственный заказчик - координатор Программы	Министерство промышленности, энергетики и торговли Кабардино-Балкарской Республики
Основной разработчик Программы	Министерство промышленности, энергетики и торговли Кабардино-Балкарской Республики
Исполнители Программы	Министерство промышленности, энергетики и торговли Кабардино-Балкарской Республики; исполнительные органы государственной власти Кабардино-Балкарской Республики; субъекты электроэнергетики: филиал публичного акционерного общества «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал»;

филиал публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго»;
 акционерное общество «Городские электрические сети»;
 государственное унитарное предприятие Кабардино-Балкарской Республики «Чегемэнерго»;
 филиал открытого акционерного общества «РЖД» Трансэнерго Северо - Кавказская дирекция по энергообеспечению;
 общество с ограниченной ответственности «Промэлектросеть»;
 акционерное общество «Оборонэнерго»

Цели и задачи Программы

формирование стратегии развития электроэнергетики в Кабардино-Балкарской Республике, включая приоритеты технической, экологической и инновационной политики, размещение и структуру собственных генерирующих мощностей, параметры электрических сетей и межрегиональных связей;
 разработка прогноза развития электроэнергетики на период формирования СиПРа и программы, основанного на системе инвестиционных приоритетов развития, обеспечивающей устойчивость электроснабжения Кабардино-Балкарской Республики при максимизации вклада отрасли в развитие экономики, конкурентоспособность и инвестиционную привлекательность отрасли;
 скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
 скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

обеспечение координации прогнозов социально-экономического развития Кабардино-Балкарской Республики, схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
информационное обеспечение деятельности исполнительных органов государственной власти Кабардино-Балкарской Республики;
при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;
при формировании стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов энергетики в Кабардино-Балкарской Республике;
разработка мероприятий по обеспечению баланса между производством (покупкой) и потреблением электрической энергии в Кабардино-Балкарской Республике, в том числе предотвращение ограничения пропускной способности электрических сетей;
разработка рекомендаций по размещению собственных генерирующих мощностей, определение потребности в видах топлива, типах электростанций с учетом требований покрытия максимума нагрузки;
определение приоритетных направлений строительства, реконструкции, технического перевооружения и размещения объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
обеспечение применения новых технологических решений при реализации мероприятий

	перспективного развития электроэнергетики в Кабардино- Балкарской Республике; разработка мероприятий по обеспечению надежного функционирования энергетической системы Кабардино-Балкарской Республики в долгосрочной перспективе
Важнейшие целевые индикаторы и показатели	Обеспечение уровня собственной выработки электроэнергии станциями, расположенными на территории Кабардино-Балкарской Республики, в общем объеме электропотребления до 40,9%
Сроки и этапы реализации Программы	2023-2027 годы
Объемы и источники финансирования с разбивкой по этапам реализации Программы	объем внебюджетных средств ежегодно будет формироваться с учетом разработки и утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики на основе Программы
Ожидаемые конечные результаты социальной и бюджетной эффективности Программы	СиПР должна использоваться в качестве: основы для разработки схем выдачи мощности региональных электростанций; основы для формирования предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности) с использованием перспективной расчетной модели; основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний. По итогам реализации Программы прогнозируется достижение следующих показателей социально-экономического развития

Кабардино-Балкарской Республики:
развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
обеспечение надежной и бесперебойной работы объектов электроэнергетики в Кабардино-Балкарской Республике;
обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики

Контроль
за исполнением
Программы

Контроль за исполнением Программы осуществляется Министерством промышленности, энергетики и торговли Кабардино-Балкарской Республики

Оглавление

Сокращения 82

Введение 83

1.	Общая характеристика Кабардино-Балкарской Республики	84
2.	Анализ существующего состояния электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики	86
2.1.	Динамика и структура потребления электроэнергии	88
2.2.	Динамика изменения максимума потребления	90
2.3.	Перечень и характеристика основных крупных потребителей электроэнергии	91
2.4.	Структура и состав установленной мощности на территории Кабардино-Балкарской Республики с выделением информации по вводам и демонтажам электроэнергетических объектов	93
2.5.	Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности	97
2.6.	Характеристика балансов электрической энергии и мощности	97
2.7.	Основные характеристики электросетевого хозяйства Кабардино-Балкарской Республики 35 кВ и выше	98
2.8.	Особенности текущего состояния энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики	114
2.8.1.	Ограничение пропускной способности трансформаторных связей питающих центров 35 - 110 кВ	114
2.8.2.	Ограничение пропускной способности системообразующих и распределительных сетей	118
2.8.3.	Пониженные уровни надежности схем распределительных устройств подстанций	138
2.8.4.	Итоговый перечень особенностей функционирования электрической сети напряжением 35 кВ и выше в Кабардино-Балкарской Республике	138
3.	Основные направления развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики	143
3.1.	Цели и задачи развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики	143
3.2.	Прогнозы потребления нагрузки	145
3.2.1.	Анализ заключенных договоров на технологическое присоединение потребителей	146
3.2.2.	Динамика потребления электроэнергии и мощности крупными потребителями Кабардино-Балкарской Республики на пятилетний период	154
3.2.3.	Прогноз потребления электроэнергии и мощности Кабардино-Балкарской Республики на пятилетний период	156

3.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики	158
3.4. Анализ прогнозного баланса электроэнергии и мощности на пятилетний период	159
3.5. Перспективы развития (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства Кабардино-Балкарской Республики на 2022-2027 годы	159
3.5.1. Реконструкция электросетевых объектов на основании имеющихся актов технического освидетельствования	159
3.5.2. Реконструкция ПС 110 кВ Долинск	160
3.5.3. Реконструкция ПС 110 кВ Чегем – 2	161
3.5.4. Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор	162
3.5.5. Реконструкция ПС 110 кВ Герменчик	163
3.5.6. Реконструкция ВЛ 110 кВ Нальчик - 110 – СКЭП (Л-39).....	164
3.5.7. Реконструкция ВЛ 110 кВ СКЭП - Телемеханика – 1 (Л-40).....	164
3.5.8. Реконструкция ВЛ 110 кВ Нальчик - 110 – Долинск (Л-41).....	164
3.5.9. Реконструкция ВЛ 110 кВ Дубки - Долинск (Л-42)	165
3.5.10 Реконструкция ВЛ 110 Прохладная - 1 – Нарткала (Л-87).....	165
3.5.11. Реконструкция ВЛ 110 ПТФ - Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	166
3.5.11. Реконструкция ПС 35 кВ Чегет	166
4. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики	167
4.1. Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 35 кВ и выше Кабардино-Балкарской Республики на этап 2022 года	168
4.1.1. Зимний максимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года	168
4.1.2. Зимний минимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года	170
4.1.3. Зимний максимум 2022 года при температуре наружного воздуха +10°C	170
4.1.4. Зимний минимум 2022 года при температуре наружного воздуха +10°C	171
4.1.5. Летний максимум 2022 года	171
4.1.6. Летний минимум 2022 года	173
4.1.7. Летний максимум 2022 года - период экстремально высоких температур	173

4.1.8. Период паводка - при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха 2022 года.....	174
4.2. Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 35 кВ и выше Кабардино-Балкарской Республики на этап 2027 года	176
4.2.1. Зимний максимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2027 года	176
4.2.2. Зимний минимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2027 года	178
4.2.3. Зимний максимум 2027 года при температуре наружного воздуха +10°C	178
4.2.4. Зимний минимум 2027 года при температуре наружного воздуха +10°C	178
4.2.5. Летний максимум 2027 года	178
4.2.6. Летний минимум 2027 года	180
4.2.7. Летний максимум 2027 года - период экстремально высоких температур	180
4.2.8. Период паводка - при максимальной за периоды паводка 2027 года среднемесячной температуре наружного воздуха	181
4.3. Анализ загрузки центров питания напряжением 35 кВ и выше на 2022 - 2027 годы	182
4.3.1. Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Баксан-110 с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы.	189
4.3.2. Анализ планируемого прироста заявленной мощности	189
Таблица 4.3.1.2. Анализ планируемого прироста заявленной мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение по состоянию на 01.01.2022	189
4.3.3. Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Долинск с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы	191
4.3.4. Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Кахун с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы	197
4.3.5. Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Майская с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы	199
4.3.6. Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Малка с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы	202
4.3.7. Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Нарткала с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы	205

4.3.8. Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Прохладная-1 с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы	207
4.3.9. Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ ПТФ с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы	210
4.3.10. Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Чегем-2 с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы	213
4.3.11. Выводы по результатам анализа загрузки ЦП с повышенной нагрузкой	218
4.4. Баланс реактивной мощности	225
4.5. Анализ токов короткого замыкания	232
5. Перечень основных вводимых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше	241
Выводы	256
Приложение № 1. Нормальная схема электрических соединений сети 35 кВ и выше энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на перспективу до 2027 года.	257
Приложение № 2. Карта - схема электрических соединений сети 35 кВ и выше энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на перспективу до 2027 года.	258
Приложение № 3. Результаты расчетов электрических режимов в табличной форме.	258
Приложение № 4. Часть 1. Результаты расчетов электрических режимов в графической форме.	258
Приложение № 5. Договоры об осуществлении технологического присоединения потребителей с заявленной мощностью 670 кВт и выше.	258
Приложение № 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» о направлении информации по ЦП с повышенной нагрузкой трансформаторов для разработки СиПР на 2023-2027 годы.	258
Приложение № 7. Акты технического освидетельствования.	258
Приложение № 8. Техническое задание на разработку схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики на 2023-2027 годы.	258
Приложение № 9. Загрузка трансформаторов по годам 2017-2021 годы для СиПР.	258
Приложение № 10. Анализ прогнозной загрузки на 2022-2027 годы для СиПР.	258
Приложения № 11 - 19. Заявки на ТП по ПС 110.	258

Приложение № 20. Письмо филиала АО «СО ЕЭС» Северо-Кавказское РДУ
от 11.02.2022 № Р51-62-П-19-320. 258

Приложение № 21. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» от 22.04.2022 № мр8 кбф 01-00 989. 258

Сокращения

В настоящем томе применены следующие сокращения:

АОПО	Автоматика ограничения перегрузки оборудования (автоматика для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и оборудования)
БСК	Батареи статических конденсаторов (установка для компенсации реактивной мощности)
ВРП	Валовый региональный продукт
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ВЧЗ	Высокочастотный заградитель (электротехническое устройство, устанавливаемое в разрыв фазного провода линии электропередачи и обладающее высоким сопротивлением на частоте работы канала ВЧ - связи и низким сопротивлением на промышленной частоте (50Гц))
ДЗШ	Дифференциальная защита шин
ДТП	Договор на технологическое присоединение
ЕЭС России	Единая энергетическая система России
КЗ	Короткое замыкание
КВЛ	Кабельно-воздушная линия
ПЭВТ	Период экстремальных высоких температур
РУ	Распределительное устройство
СВМ	Схема выдачи мощности
УРОВ	Устройство резервирования отказа выключателей

Введение

СиПР на 2023 - 2027 годы разработана в соответствии с:
Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;
поручением Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 г. (перечень поручений Президента Российской Федерации от 29 марта 2010 г. № Пр - 839, пункт 5);
схемой и программой развития ЕЭС России на 2022-2028 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 28 февраля 2022 г. № 146;
прогнозом спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемым по субъектам Российской Федерации (региональным энергосистемам) и основным узлам нагрузки, расположенным на территории субъекта Российской Федерации;
ежегодным отчетом о функционировании ЕЭС России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
сведениями о заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
предложениями системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, а также предложениями сетевых организаций и исполнительных органов государственной власти Кабардино-Балкарской Республики по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Кабардино-Балкарской Республики.

Основными задачами разработки настоящей Программы являются развитие электросетевой инфраструктуры, а также генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения среднесрочного спроса на электрическую энергию, мощность, формирование стабильных и благоприятных условий привлечения инвестиций, создание эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие Кабардино-Балкарской Республики.

Программа послужит информационным обеспечением деятельности органов государственной власти Кабардино-Балкарской Республики при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также основой для разработки инвестиционных программ организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики.

1. Общая характеристика Кабардино-Балкарской Республики

Кабардино-Балкарская Республика расположена на юге европейской части Российской Федерации, на северных склонах центральной части Главного Кавказского хребта и прилегающей к ней части Предкавказской равнины. Входит в состав Северо-Кавказского федерального округа.

Общая площадь территории составляет 12,5 тыс. км², из них сельскохозяйственные угодья (пашни, многолетние насаждения, сенокосы и пастбища) занимают 6,99 тыс. км² (56%), леса - 2,10 тыс. км² (17%), прочие земли (земли поселений, ледники, скалы и прочие малопригодные территории) - 3,39 тыс. км² (27%). На западе она граничит с Карачаево-Черкесской Республикой, на севере и северо-востоке со Ставропольским краем, на востоке и юго-востоке – с Республикой Северная Осетия-Алания, на юге по Главному Кавказскому хребту проходит государственная граница Российской Федерации с Грузией (130,7 км). Максимальная протяженность Кабардино-Балкарской Республики с севера на юг - 167 км, с запада на восток - 123 км.

Рельеф чрезвычайно сложный и разнообразный, при этом господствующим типом рельефа, занимающим большую часть территории республики, являются горы и предгорья.

Территория республики делится на три природные зоны: степную с засушливым климатом, предгорную с умеренно влажным климатом, высокогорную с влажным климатом.

По данным Росстата, население республики составляет 870 197 человек (городское население - 51,95%, сельское население - 47,94%). Плотность населения - 69,6 чел./км². Кабардино-Балкарская Республика занимает в общей численности населения Российской Федерации 0,6% при 0,1% по территории, Северо - Кавказского федерального округа - 9,1% при 7,2% по территории.

В состав Кабардино-Балкарской Республики входят 13 муниципальных образований, в том числе 3 городских округа, 10 муниципальных районов, 7 городских поселений, 112 сельских поселений, общее количество сельских населенных пунктов - 180. Города с населением более 20 тыс. жителей: Нальчик (265,6 тыс. человек), Прохладный (58,2 тыс. человек), Баксан (59,2 тыс. человек), Нарткала (30,6 тыс. человек), Майский (26,6 тыс. человек), Тырныауз (20,6 тыс. человек). В географическом центре региона находится город Нальчик - административный центр Кабардино-Балкарской Республики (в нем проживает около 30 % населения региона).

Территория Кабардино-Балкарской Республики покрыта густой сетью водотоков (около 0,57 км водотоков на 1 км² площади) общей протяженностью 3796 км, большинство рек относится к категории малых. Речная сеть представлена 206 реками бассейна Терека общей протяженностью 3794 км. Самая крупная река - Терек (транзитная река, протяженность в пределах республики - 76 км) и ее притоки ледникового происхождения: Малка (216 км), Баксан (173 км), Черек (131 км), Чегем (102 км). В равнинной части территории естественная речная сеть сгущается разветвленной ирригационной сетью - каналами протяженностью 3287 км. Большая часть озер (более 100) ледникового происхождения, расположены они на высотах свыше 2000 м над уровнем моря. Общая площадь оледенения превышает 600 км², насчитывается до 294 ледников различных размеров и мощности. Разнообразие

гидроминеральных ресурсов, которые представлены пресными, минеральными и термальными водами. Гидроэнергетический потенциал рек оценивается в размере около 18700 млн кВт*ч.

Минерально-сырьевая база представлена месторождениями нефти (разведано 2 месторождения, добыча незначительная).

Территорию Кабардино-Балкарской Республики пересекает главная транспортная артерия, связывающая Центральную Россию с Закавказьем, - автомагистраль Р-217 «Кавказ» и главный участок Северо-Кавказской железной дороги. Федеральная дорога выполняет функцию опорного маршрута, формирующего основу автомобильной сети региона.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики

Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики работает в составе объединенной энергосистемы Юга (ОЭС Юга) параллельно с ЕЭС России, связь с которой организована по линиям электропередач напряжением 330 кВ, 110 кВ и 35 кВ через электрические сети сопредельных регионов. Энергосистема региона имеет 5 межсистемных связей 330 кВ (3 с энергосистемой Ставропольского края, 2 с энергосистемой Республики Северная Осетия-Алания), 7 межсистемных связей 110 кВ (4 – с энергосистемой Ставропольского края и 3 с энергосистемой Республики Северная Осетия-Алания) и 6 межсистемных связей 35 кВ (4 с энергосистемой Ставропольского края и 2 с энергосистемой Республики Северная Осетия-Алания). Уровень обеспеченности населенных пунктов Кабардино-Балкарской Республики электрической энергией составляет 100%.

На рынке электрической энергии Кабардино-Балкарской Республики осуществляют управление и деятельность следующие субъекты электроэнергетики:

Диспетчеризация:

Филиал акционерного общества «Системный оператор Единой энергосистемы» «Региональное диспетчерское управление энергосистем республик Северного Кавказа и Ставропольского края» (далее – филиал АО «СО ЕЭС» Северо-Кавказское РДУ), который является основной технологической инфраструктурой, обеспечивает функционирование энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, управление режимами работы существующих ГЭС, системообразующими линиями 330 кВ и линиями выдачи мощности с электрических станций напряжением 110 кВ.

Распределительные и тупиковые линии напряжением 0,4-35-110 кВ, оборудование подстанций 0,4-35-110 кВ находятся в оперативно-технологическом управлении филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго», входящего в состав публичного акционерного общества «Россети».

Производство электрической энергии.

К генерирующим компаниям, осуществляющим деятельность на территории Кабардино-Балкарской Республики, относятся:

филиал публичного акционерного общества «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал». Основной производитель

электроэнергии на территории Кабардино-Балкарской Республики. Владеет восемью гидроэлектростанциями суммарной установленной мощностью 198,1 МВт;

блок-станция ОАО «Гидрометаллург» установленной мощностью 6 МВт;

блок-станция ООО «Росс-Спирт» установленной мощностью 16 МВт.

Передача и распределение электрической энергии.

В энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики в электрической сети основной является шкала напряжений 330/110/35 кВ. Деятельность по передаче и распределению электрической энергии в республике осуществляют следующие компании:

филиал публичного акционерного общества «ФСК ЕЭС» - Северо-Кавказское ПМЭС. Эксплуатирует на территории республики магистральные сети напряжением 330 кВ протяженностью 610,234 км и 3 подстанции высшим напряжением 330 кВ общей трансформаторной мощностью 625 МВА;

филиал публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго». Электросетевая компания, эксплуатирующая распределительные сети до 110 кВ включительно. Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи 11155,7 км. Компания эксплуатирует 36 подстанций напряжением 110 кВ, 38 подстанций напряжением 35 кВ, более 2082 трансформаторных подстанций 6-10 кВ;

ОАО «Нальчикские городские электрические сети», в составе филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго», обслуживают и эксплуатируют электрические сети 0,4-6-10 кВ, расположенные в г. Нальчике и его пригородных районах (м/р В. Аул, селения Кенже, Белая Речка, Хасанья);

АО «Городские электрические сети», г. Прохладный обслуживает и эксплуатирует электрические сети 0,4-6-10 кВ городского округа Прохладный. Протяженность воздушных сетей, обслуживаемых предприятием, – 467,0 км, в том числе воздушных линий среднего напряжения 2 - 0,4 кВ – 71,53 км, воздушных линий низкого напряжения – 395,47 км. Протяженность кабельных сетей - 132,1 км, в том числе кабельных линий среднего напряжения 2 – 85,4 км, кабельных линий низкого напряжения – 46,7 км. Протяженность сетей наружного освещения, обслуживаемых предприятием, – 129,99 км, в том числе кабельных линий – 13,79 км, воздушных линий с подвеской – 92,35 км, воздушных линий – 23,85 км. На балансе предприятия состоят 123 трансформаторные подстанции и 3 распределительных пункта, на техобслуживании – 31 трансформаторная подстанция и 1 распределительный пункт, на самообслуживании - 54 трансформаторные подстанции;

МУП «Чегемэнерго» обслуживает и эксплуатирует электрические сети 0,4-6-10-35 кВ, г. Чегем. Протяженность кабельных и воздушных сетей 0,4-10 кВ, обслуживаемых предприятием, - 342,6 км. Общая установленная мощность подстанций 35-6-10/0,4 кВ составляет 47051 кВт;

ООО «Промэлектросеть» обслуживает и эксплуатирует электрические сети г.о. Прохладный и частично г.о. Нальчик;

филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Северо-Кавказская дирекция по энергообеспечению обслуживает и эксплуатирует распределительные электрические сети ОАО «РЖД» на территории Кабардино-Балкарской Республики. Протяженность воздушных линий электропередач, обслуживаемых предприятием, – 293,01 км, в том числе – 35 кВ - 135,40 км, 1-20 кВ - 61,51 км, ниже 1 кВ - 96,10 км. Протяженность кабельных сетей, обслуживаемых предприятием, 66,15 км, в том числе – 1-20 кВ - 18,04 км, ниже 1 кВ - 48,11 км;

АО «Оборонэнерго» обслуживает и эксплуатирует распределительные электрические сети на территории Кабардино-Балкарской Республики (г. Прохладный, г. Чегем, п. Учебный, п. Ботанический) с целью организации электроснабжения организаций, подведомственных Министерству обороны Российской Федерации.

Энергосбытовые компании:

филиал публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» имеет статус гарантирующего поставщика;

АО «ЭК «Эталон» г.о. Прохладный – сбыт электрической энергии по г.о. Прохладный в границах балансовой принадлежности электрических сетей АО «Городские электрические сети»;

АО «Оборонэнергосбыт» – сбыт электрической энергии объектам и подведомственным учреждениям Министерства обороны Российской Федерации в границах балансовой принадлежности их электрических сетей.

2.1. Динамика и структура потребления электроэнергии

Общее потребление электроэнергии на территории Кабардино-Балкарской Республики, по данным АО «СО ЕЭС», в 2021 году составило 1775 млн кВт*ч. По сравнению с 2020 годом рост электропотребления составил 3,3%. Динамика потребления электроэнергии в Кабардино-Балкарской Республике в 2017 – 2021 годах представлена в табл. 2.1.1.

**Таблица 2.1.1. Динамика потребления электроэнергии
Кабардино-Балкарской Республики в 2017-2021 годах**

Показатель	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Электропотребление, млн кВт*ч	1691,0	1675,9	1676,9	1718,6	1775
Темп роста, % (к предыдущему году)	0,7	-0,9	0,1	2,5	3,3

**Таблица 2.1.2. Динамика структуры потребления электроэнергии
в Кабардино-Балкарской Республике в 2017-2021 гг., млн. кВт*ч.**

№ п/п	Сфера потребления	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	Промышленное производство (добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды)	306,1	315,7	315,89	323,74	334,42
2	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	41,9	43,2	43,23	44,3	45,76
3	Строительство	27,8	28,7	28,72	29,43	30,4
4	Оптовая и розничная торговля	31,7	32,7	32,72	33,53	34,63
5	Транспорт и связь/транспортировка и хранение	48,5	50	50,03	51,27	52,96
6	Деятельность в области информации и связи	22,2	22,9	22,91	23,48	24,25
7	Городское и сельское население	454,01	431,1	437,3	471,91	448,72
8	Потери в электросетях	402	404,82	370,35	374,82	435,59
9	Другие виды экономической деятельности	356,79	346,77	375,76	366,12	368,42
	Потреблено электроэнергии, всего	1691	1675,9	1676,9	1718,6	1775,3

Динамика изменения максимума потребления

Собственный максимум потребления Кабардино-Балкарской Республики в 2021 году, по данным филиала акционерного общества «СО ЕЭС» ОДУ Юга, составил 292 МВт. По сравнению с 2020 годом собственный максимум потребления энергосистемы уменьшился на 13 МВт, или на 4,3 %. Динамика изменения собственного максимума потребления Кабардино-Балкарской Республики приведена в таблице 2.2.1.

Динамика изменения максимума потребления в Кабардино-Балкарской Республике, МВт

Показатель	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Собственный максимум потребления, МВт.	297	303	297	305	292
Абсолютный прирост максимума потребления, МВт	-6	6	-6	8	-13
Темп роста, %	-2,0	2,0	-2,0	2,7	-4,3

Перечень и характеристика основных крупных потребителей электроэнергии

Наиболее крупными потребителями электроэнергии в Кабардино-Балкарской Республике являются предприятия жилищно-коммунального хозяйства и промышленности.

Показатели по потреблению электроэнергии и мощности по крупным предприятиям в ретроспективе представлены в таблицах 2.3.1-2.3.2.

Таблица 2.3.1. Годовой объем электропотребления наиболее крупных потребителей электроэнергии Кабардино-Балкарской Республики за 2017-2021 годы

№ п/п	Наименование потребителя	Годовой объем электропотребления, тыс. кВт*ч				
		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	АО «Научно-производственный Центр по сверхглубокому бурению и комплексному изучению недр Земли»	1507,8	4207,1	2557,1	3272,2	1352,2
2	МУП «УК «Водоканал»	6253,5	6487,1	6036,1	5651,5	5800,2
3	ООО «Сады Баксана»	2706,3	2957,3	2638,4	2771,1	3389,1
4	ООО «Агро-Ком»	6447,3	5370,2	5886,0	5641,6	5572,1
5	ООО «Баксан- Автозапчасть»	2477,0	2172,7	2285,2	1965,3	1961,1

№ п/п	Наименование потребителя	Годовой объем электропотребления, тыс. кВт*ч				
		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
6	АО «Галерея-Нальчик»	3647,5	3263,7	3251,7	2421,6	3178,1
7	ООО КФ «Жако»	3253,1	4173,8	4327,2	4816,6	4719,8
8	ОАО «Гидрометаллург»	5947,6	6757,7	6625,1	8243,2	8785,8
9	МУП «Троллейбусное управление»	2647,6	2549,8	2600,3	1791,6	1569,7
10	ОАО «Терекалмаз»	3127,9	2716,6	2498,1	2410,3	2808,0
11	ЗАО «Эрпак»	9314,8	10842,5	12381,0	13909,2	17360,9
12	ООО «Агро+»	3457,7	3622,5	3548,2	3501,5	3478,5
13	ОАО «Нальчикские дорожно-строительные материалы»	2726,9	2505,0	2220,2	3009,6	2358,0
14	Баксанская нейтринная обсерватория ФГБУ НИЯИ РАН (БНО ИЯИ РАН)	4922,4	4687,3	4614,1	3824,0	4163,6
15	ООО «ДЕЯ»	5584,2	5782,7	5949,5	4452,2	4954,6
16	ОАО «Халвичный завод «Нальчикский»	6500,0	5042,9	4606,4	4444,1	4225,9
17	ООО «Премиум»	2069,8	2450,3	3754,8	4291,1	4093,1
18	ООО «Овощи Юга»	4755,5	4700,3	5816,3	5531,8	5050,3
19	ООО «Велес-Агро»	4196,3	4658,3	4566,2	4390,1	4669,4
20	ООО «ГЛАСС – ТЕХНОЛОДЖИС»	12897,3	14511,6	13738,9	14590,7	3476,8

Таблица 2.3.2. Максимальная мощность крупных потребителей электроэнергии Кабардино-Балкарской Республики за 2017-2021 годы

№ п/п	Наименование потребителя	Максимальная активная мощность, МВт				
		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	ООО «Гласс Технолоджис»	1,84	2,071	1,96	2,082	2,082
2	ОАО «Гидрометаллург»	0,849	0,964	0,945	1,176	1,176
3	ООО «Агро-Ком»	0,92	0,766	0,84	0,805	0,805
4	ЗАО «Эрпак»	1,329	1,547	1,767	1,985	1,985
5	ООО «ДЕЯ»	0,797	0,825	0,849	0,635	0,635
6	Институт ядерных исследований РАН	0,702	0,669	0,658	0,546	0,546
7	ООО «Велес-Агро»	0,599	0,665	0,652	0,626	0,626
8	ООО «Алика-К»	0,374	0,364	0,35	0,347	0,347

№ п/п	Наименование потребителя	Максимальная активная мощность, МВт				
		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
9	ООО «ДЕКС»	0,518	0,586	0,457	0,393	0,393
10	ООО КФ «Жако»	0,464	0,596	0,617	0,687	0,687
11	ОАО «Автозапчасть»	0,353	0,31	0,326	0,28	0,28
12	АО «Халвичный завод «Нальчикский»	0,927	0,72	0,657	0,634	0,634
13	ИП Ромащенко А.В.	0,428	0,356	0,432	0,448	0,448

Структура и состав установленной мощности на территории Кабардино-Балкарской Республики с выделением информации по вводам и демонтажам электроэнергетических объектов

Установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на 1 января 2022 г. составила 220,1 МВт.

Информация о структуре установленной мощности объектов генерации электроэнергии приведена в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1. Структура установленной мощности объектов генерации на территории Кабардино-Балкарской Республики, МВт

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Теплоэлектроцентралы (ТЭЦ)					
Блок-станция ОАО «Гидрометаллург»	6	6	6	6	6
Блок-станция ООО «Стандарт Спирт»	16	16	16	16	16
Гидравлические электростанции (ГЭС)					
Баксанская ГЭС	27	27	27	27	27
Мухольская ГЭС	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Акбашская ГЭС	1	1	1	1	1
ГЭС-3 на канале Баксан-Малка	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Аушигерская ГЭС	60	60	60	60	60
Кашхатау ГЭС	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
Зарагужская ГЭС	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6
Верхнебалкарская ГЭС	-	-	-	10	10
Итого:	210,1	210,1	210,1	220,1	220,1

Состав существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций приведен в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2. Состав (перечень) электростанций по агрегатам на 1 января 2021 г.

Наименование	Номер агрегата	Тип оборудования (марка турбины)	Год ввода	Энерго-носитель	Место расположения	Установленная мощность блока, МВт
ПАО «РусГидро»						
Баксанская ГЭС	ГА-1	РО-110-В-130	2012	вода	р. Баксан (Баксанский муниципальный район, с.п. Атажукино, с.п. Заюково)	9,00
	ГА-2	РО-110-В-130	2012			9,00
	ГА-3	РО-110-В-130	2012			9,00
Мухольская ГЭС	ГА-1	РО-140-60	2012	вода	р. Черек Балкарский (Черекский муниципальный район, с.п. Верхняя Балкария)	0,45
	ГА-2	РО-140-60	2012			0,45
Акбашская ГЭС	ГА-1	Пр 15-Г-100	1985	вода	канал Малка-Терек (Терский муниципальный район, с.п.Верхний Акбаш)	0,50
	ГА-2	Пр 15-Г-100	1985			0,50
ГЭС -3	ГА-3	РО-45 В-140	2001	вода	канал Баксан-Малка (Баксанский муниципальный район, с.п. Псыхурей)	3,50
Аушигерская ГЭС	ГА-1	РО 115/872ж-В-170	2002	вода	р. Черек (Черекский муниципальный район, г.п. Кашхатау, с.п. Жемтала, с.п. Зарагидж, с.п. Аушигер)	20,00
	ГА-2	РО 115/872ж-В-170	2002			20,00
	ГА-3	РО 115/872ж-В-170	2002			20,00
Кашхатау ГЭС	ГА-1	РО 180/1128-В-170	2010	вода	р. Черек (Черекский муниципальный район, г.п. Кашхатау, с.п. Бабугент, с.п. Жемтала)	21,70
	ГА-2	РО 180/1128-В-170	2010			21,70
	ГА-3	РО 180/1128-В-170	2010			21,70
Зарагиджская ГЭС	ГА-1	HL-LJ-175	2016	вода	р. Черек (Черекский муниципальный район, с.п. Зарагидж)	10,2
	ГА-2	HL-LJ-175	2016			10,2
	ГА-3	HL-LJ-175	2016			10,2
Верхнебалкарская ГЭС	ГА-1	FSHC 7.7V45	2020	вода	р. Черек (Черекский муниципальный район, с.п.Верхняя Балкария)	3,3
	ГА-2	FSHC 7.7V45	2020			3,3
	ГА-3	FSHC 7.7V45	2020			3,3

Наименование	Номер агрегата	Тип оборудования (марка турбины)	Год ввода	Энерго-носитель	Место расположения	Установленная мощность блока, МВт
ОАО «Гидрометаллург»						
Блок-станция	П-1	Р-6-35/5	1962	газ	г.о. Нальчик	6,00
ООО «Стандарт Спирт»						
Блок-станция	П-1	Р-4-35/5	1956	газ	Урванский муниципальный район, г.п. Нарткала	4,00
	П-2	Р-12-35/5	1972			12,00

2.2. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Производство электроэнергии Кабардино-Балкарской Республики в 2021 году составило 557,28 млн. кВт*ч – на 4,9 % больше, чем в 2020 году.

Динамика и структура производства электроэнергии в 2017-2021 годах представлены в табл. 2.5.1.

Таблица 2.5.1. Структура выработки электроэнергии в Кабардино - Балкарской Республике по типам электростанций, млн кВт*ч

№ п/п	Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВт*ч				
		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1.	Баксанская ГЭС	119,69	5,54	18,37	113,243	123,09
2.	Аушигерская ГЭС	189,27	194,90	149,51	163,473	178,29
3.	Акбашская ГЭС	1,83	2,08	2,15	1,518	1,59
4.	Мухольская ГЭС	3,15	4,23	2,77	3,754	4,20
5.	ГЭС 3 на канале Баксан-Малка	1,06	3,05	9,96	9,859	8,48
6.	Кашхатау ГЭС	173,03	166,93	154,59	138,075	134,66
7.	Зарагужская ГЭС	22,62	93,03	71,55	79,017	86,59
8.	Верхнебалкарская ГЭС	-	-	-	20,704	19,28
9.	Блок-станции	3,92	5,46	2,96	1,44	1,13
	ВСЕГО	514,57	475,2	411,86	531,09	557,31

2.3. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Баланс электроэнергии по Кабардино-Балкарской Республике за период 2017-2021 годов представлен в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1. Баланс электроэнергии Кабардино-Балкарской Республики, млн кВт*ч.

Показатель	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Потребление электроэнергии	1691	1675,9	1676,9	1718,6	1775,0
Выработка электроэнергии, в т.ч.:	514,57	475,2	411,86	531,09	557,31
ГЭС	510,65	469,74	408,9	529,65	556,17
Блок-станции	3,92	5,46	2,957	1,44	1,13
Сальдо-переток	1176,43	1200,7	1265,04	1187,5	1217,7

Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики является дефицитной. В 2021 году общее потребление по территории республики составило 1775,0 млн кВт*ч, при этом электростанции, расположенные на территории республики выработали 557,28 млн кВт*ч, т.е. 31,4 % от величины потребления. Дефицит электроэнергии покрывается за счет получения электроэнергии из смежных энергосистем (из энергосистем

Ставропольского края и Республики Северная Осетия – Алания).

Динамика мощности на час собственного максимума потребления по территории энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики за период 2017 - 2021 годов представлена в таблице 2.6.2.

Таблица 2.6.2. Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Кабардино-Балкарской Республики за период 2017 - 2021 годов, МВт

Показатель	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Дата, час максимума потребления, температура наружного воздуха	09.02.17 19 час t _{нв} =-8,8°C	16.01.18 18 час t _{нв} =-3,1°C	21.11.19 12 час t _{нв} =-2,4°C	08.12.20 17 час t _{нв} =-3,5°C	24.12.21 18 час t _{нв} =-9,9°C
Установленная мощность	210,1	210,1	210,1	220,1	220,1
Фактическая генерация	97,4	80,7	10,4	117,1	90,5
Максимум потребления	297,0	303,0	297,0	305	292
Сальдо-переток	199,6	222,3	286,7	187,9	201,5

При прохождении максимума потребления недостаток располагаемой мощности на территории Кабардино-Балкарской Республики не приводит к вводу ограничения потребителей, так как имеющиеся межсистемные связи позволяют осуществлять сальдо-переток.

2.4. Основные характеристики электросетевого хозяйства Кабардино-Балкарской Республики 35 кВ и выше

В данном разделе представлена информация по основным характеристикам электросетевого хозяйства Кабардино-Балкарской Республики.

В энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики в электрической сети основной является шкала напряжений 330/110/35 кВ.

Энергосистема республики входит в Объединенную энергосистему Юга (ОЭС Юга). Оперативно-диспетчерское управление объектами электроэнергетики в энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики осуществляет филиал АО «СО ЕЭС» Северо-Кавказское РДУ (Северо-Кавказское РДУ).

Основные внешние электрические связи Кабардино-Балкарской Республики:

1. С энергосистемой Ставропольского края:

- ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук;
- ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2;
- КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан;
- ВЛ 110 кВ Машук – Залукокоаже с отпайками (Л-1);
- ВЛ 110 кВ Прогресс – Малка (Л-290);
- ВЛ 110 кВ Новопавловская-2 – Прохладная-2 (Л-36);
- ВЛ 110 кВ Ростовановская – Прохладная-2 (Л-90);
- ВЛ 35 кВ Кура – Прималкинская (Л-578);

ВЛ 35 кВ Малакановская – Курская-2 (Л-572);
 ВЛ 35 кВ Малакановская – Кановская-1 (Л-630);
 ВЛ 35 кВ Ростовановская – Дальняя (Л-512).

2. С энергосистемой Республики Северная Осетия – Алания:

КВЛ 330 кВ Алания – Прохладная-2;
 ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик
 ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89);
 ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5);
 ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209) (в нормальной схеме выполнен разрыв со стороны ПС 110 кВ Эльхотово);
 ВЛ 35 кВ Терек-110 – Терекская (Л-497) (в нормальной схеме разрыв выполнен со стороны ПС 35 кВ Терек-110).

Общая протяженность электрических сетей, проходящих по территории Кабардино-Балкарской Республики, составляет 1914,54 км. Суммарная установленная мощность трансформаторов напряжением 35-330 кВ на подстанциях энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики составляет 1710,5 МВА. В настоящее время электросетевые объекты напряжением 330 кВ являются составной частью Единой национальной электрической сети и находятся в собственности публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы».

В таблице 2.7.1 содержится информация о протяженности воздушных линий и мощности трансформаторов напряжением 35 - 330 кВ в энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики на 2022 год.

Таблица 2.7.1. Протяженность ЛЭП и мощность трансформаторов напряжением 35 кВ и выше в энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики на 1 января 2022 г.

Класс напряжения	Протяженность, км
ЛЭП 330 кВ	610,334
ЛЭП 110 кВ	841,0
ЛЭП 35 кВ	463,3
Итого 35-330 кВ:	1914,54
Класс напряжения подстанции	Мощность ПС, МВА
ПС 330 кВ	625
ПС 110 кВ	871,5
ПС 35 кВ	214
Итого 35-330 кВ:	1710,5

В таблицах 2.7.2 и 2.7.3 приведены характеристики электросетевых объектов напряжением 330 кВ, расположенных на территории Кабардино-Балкарской Республики.

Таблица 2.7.2. ПС 330 кВ энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на 1 января 2022 г.

№	Наименование	Типы силовых трансформаторов	Номинальная
---	--------------	------------------------------	-------------

п/п	электростанции		мощность, МВА
1.	ПС 330 кВ Прохладная-2	АТДЦТН-125000/330/110/10	125
		АТДЦТН-125000/330/110/10	125
2.	ПС 330 кВ Баксан	АТДЦТН-125000/330/110/10	125
		АТДЦТН-125000/330/110/10	125
3.	ПС 330 кВ Нальчик	АТДЦТН-125000/330/110/10	125

Таблица 2.7.3. Линии напряжением 330 кВ энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на 1 января 2022 г.

№ п/п	Наименование объекта	Адрес места расположения (перечень регионов, через которые проходит ВЛ)	Класс напряжения, кВ	Протяжен- ность, км
1.	ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	Кабардино-Балкарская Республика Ставропольский край	330	87,734
2.	ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	Кабардино-Балкарская Республика Ставропольский край	330	160,32
3.	КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	Кабардино-Балкарская Республика Ставропольский край	330	67,8
4.	КВЛ 330 кВ Алания – Прохладная-2	Кабардино-Балкарская Республика Республика Северная Осетия - Алания	330	63,6
5.	ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	Кабардино-Балкарская Республика	330	29,68
6.	ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	Кабардино-Балкарская Республика Республика Северная Осетия - Алания	330	137,4
7.	ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	Кабардино-Балкарская Республика	330	63,8

В энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики основными сетевыми компаниями являются:

филиал публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго»;

акционерное общество «Городские электрические сети», г. Прохладный;

ГУП КБР «Чегемэнерго»;

общество с ограниченной ответственностью «Промэлектросеть»;

Северо-Кавказская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиал открытого акционерного общества «Российские железные дороги».

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи (в одноцепном исчислении), количество и установленная мощность ПС напряжением 35-110 кВ, находящихся на балансе филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго», по состоянию на 1 января 2022 г. представлена в таблице 2.7.4.

Таблица 2.7.4. Протяженность ВЛ и количество ПС 0,4-110 кВ

энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, находящиеся на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго»

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Мощность силовых трансформаторов, МВА
1.	110	816,2	36	871,5
2.	35	456,8	37	214
3.	0,4-20	9882,7	2391	484,9
Итого:		11155,7	2464	1570,4

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи (в одноцепном исчислении), количество и установленная мощность ПС напряжением 330 кВ, находящихся на балансе филиала публичного акционерного общества «ФСК ЕЭС» Северо-Кавказское ПМЭС, по классам напряжения по состоянию на 1 января 2022 г. представлена в таблице 2.7.5.

Таблица 2.7.5. ВЛ 330 кВ и ПС 330 кВ энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, находящиеся на балансе филиала публичного акционерного общества «ФСК ЕЭС» Северо-Кавказское ПМЭС

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Протяженность ВЛ 330 кВ, км	Количество подстанций, шт.	Мощность силовых трансформаторов, МВА
1.	330	610,334	3	625
Итого:		610,334	3	625

Как видно, эксплуатацию подавляющего большинства распределительных сетей 35-110 кВ осуществляет филиал публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго», который включает в себя 12 районов электрических сетей (РЭС):

НГЭС г. Нальчик;
 УКЭС г. Баксан;
 Прохладненский;
 Баксанский;
 Зольский;
 Лескенский;
 Майский;
 Терский;
 Урванский;
 Чегемский;
 Черекский;
 Эльбрусский.

На балансе филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» находятся:

36 подстанций с высшим напряжением 110 кВ;
 37 подстанций с высшим напряжением 35 кВ.

Общее количество трансформаторов, находящихся на балансе филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» и участвующих в электроснабжении потребителей, с высшим напряжением 110 кВ - 65 шт. суммарной мощностью 871.5 МВА. Общее количество трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ – 53 шт. суммарной мощностью 214 МВА.

В таблицах 2.7.6, 2.7.7 приведены списки подстанций филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - Каббалкэнерго» с высшим напряжением 35 кВ и 110 кВ и характеристики

Таблица 2.7.6. Перечень ПС напряжением 110 кВ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго»

№ п/п	Наименование	Диспетчерское наименование	Марка оборудования	Сном, МВА	Год ввода ПС	Год ввода	Эксплуатация, лет
1.	ПС 110 кВ Нальчик-110	T-1	ТРДН 25000/110/6/6	25	1936	2011	11
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	25		1990	32
		T-3	ТРДН-25000/110/10	25		1986	36
2.	ПС 110 кВ Телемеханика-1	T-1	ТРДН 40000/110/10/6	40	1979	1980	42
		T-2	ТРДН-25000/110/6/6	25		1990	32
3.	ПС 110 кВ Искож	T-1	ТДН-16000/110/6	16	1960	1971	51
		T-2	ТДН-16000/110/6	16		1973	49
4.	ПС 110 кВ СКЭП	T-1	ТДЦП-16000/110/10/6	16	1990	1987	35
		T-2	ТРДН 25000/110/10/6	25		2013	9
5.	ПС 110 кВ Дубки	T-1	ТДН-16000/110/6	16	2012	2011	11
		T-2	ТДН-16000/110/6	16		2012	10
6.	ПС 110 кВ Долинск	T-1	ТРДН 25000/110/6/6	25	1975	1987	35
		T-2	ТРДН 25000/110/10/6	25		1980	42
		T-3	ТРДН 25000/110/10/6	25		2010	12
7.	ПС 110 кВ ПТФ	T-1	ТМН-6300/110/6	6,3	1980	1983	39
		T-2	ТДН-10000/110/6	10		1981	41
8.	ПС 110 кВ Юго-Восточная	T-1	ТДТН-25000/110-10/6	25	2017	2017	5
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	25		2017	5
9.	ПС 110 кВ Чегем-2	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	16	1987	1987	35
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	16		1988	34
10.	ПС 110 кВ Водозабор	T-1	ТМН-6300/110/6	6,3	1982	1982	40
		T-2	ТМН-6300/110/6	6,3		1982	40
11.	ПС 110 кВ Баксан-110	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	16	1987	1987	35
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	16		1988	34
12.	ПС 110 кВ Кызбурун	T-1	ТДН-10000/110/10	10	1988	1988	34
		T-2	ТДН-10000/110/10	10		1989	33

№ п/п	Наименование	Диспетчерское наименование	Марка оборудования	Сном, МВА	Год ввода ПС	Год ввода	Эксплуатация, лет
13.	ПС 110 кВ Плотина	T-1	ТМН-6300/110/10	6,3	1995	1995	27
14.	ПС 110 кВ Гунделен	T-1	ТМН-6300/110/10	6,3	1989	1989	33
		T-2	ТМН-6300/110/10	6,3	1989	1989	33
15.	ПС 110 кВ Малка	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	10	1976	1976	46
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	25		1984	38
16.	ПС 110 кВ Залукокоаже	T-1	ТДН-10000/110/10	10	1982	1982	40
		T-2	ТМН-6300/110/10	6,3		1992	30
17.	ПС 110 кВ Каменноостская	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	6,3	1989	1989	33
		T-2	ТМТН-6300/110/35/10	6,3		1990	32
18.	ПС 110 кВ Нарткала	T-1	ТМН-6300/110/6	6,3	1962	1989	33
		T-2	ТДН-10000/110/6	10		2003	19
19.	ПС 110 кВ Герменчик	T-1	ТМН-6300/110/10	6,3	1975	1975	47
20.	ПС 110 кВ Кахун	T-1	ТМН-6300/110/10	6,3	1980	1980	42
		T-2	ТМН-6300/110/10	6,3		1989	33
21.	ПС 110 кВ Заводская	T-1	ТДН-16000/110/10	16	1989	1989	33
		T-2	ТДН-16000/110/10	16		1990	32
22.	ПС 110 кВ Псыгансу	T-1	ТМН-6300/110/10	6,3	1991	1991	31
		T-2	ТМН-6300/110/10	6,3		1991	31
23.	ПС 110 кВ Старый Лескен	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	10	1993	2011	11
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	10		1992	30
24.	ПС 110 кВ Аушигер	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	10	1978	1978	44
25.	ПС 110 кВ Кашхатау	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	16	1995	2018	2
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	16		1995	26
26.	ПС 110 кВ Прохладная-1	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	16	1961	1976	46
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	16		2003	19
27.	ПС 110 кВ Екатериноградская	T-1	ТАМГ-2500/110/10	2,5	1970	1970	52
28.	ПС 110 кВ Майская	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	10	1970	1970	52
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	16		1972	50
29.	ПС 110 кВ Котляревская	T-1	ТДН-10000/110/10	10	1982	1982	40

№ п/п	Наименование	Диспетчерское наименование	Марка оборудования	Сном, МВА	Год ввода ПС	Год ввода	Эксплуатация, лет
30.	ПС 110 кВ Терек-2	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	16	1977	1977	45
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	10		1992	30
31.	ПС 110 кВ Верхний Акбаш	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	6,3	1978	1978	44
32.	ПС 110 кВ ЦРУ	T-1	ТМН-6300/110/6	6,3	1975	1987	35
		T-2	ТМН-6300/110/6	6,3		1987	35
33.	ПС 110 кВ Адыл-Су	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	10	1976	1996	26
		T-2	ТМТН-6300/110/35/10	6,3		1977	45
34.	ПС 110 кВ Нейтрино	T-1	ТМН-6300/110/6	6,3	1966	1976	46
35.	ПС 110 кВ Соцгородок	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	16	2011	2011	11
36.	ПС 110 кВ РМЗ	T-1	ТДН-10000/110/6	10	1975	1983	39

Таблица 2.7.7. Перечень ПС напряжением 35 кВ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго»

№ п/п	Наименование	Диспетчерское наименование	Марка оборудования	Сном, МВА	Год ввода ПС	Год ввода	Эксплуатация, лет
1.	ПС 35 кВ Чегем-1	T-31	ТМН-6300/35/6	6,3	1966	1996	26
		T-32	ТМН-6300/35/6	6,3		1987	35
2.	ПС 35 кВ Лечинкай	T-31	ТМ-4000/35/6	4	1978	1978	44
3.	ПС 35 кВ Нижний Чегем	T-31	ТМ-2500/35/10	2,5	1965	1966	56
4.	ПС 35 кВ Баксан-35	T-31	ТМ-6300/35/10	6,3	1956	1972	50
		T-32	ТМН-6300/35/10	6,3		1977	45
5.	ПС 35 кВ Куркужин	T-32	ТМ-4000/35/10	4	1978	1976	46
		T-31	ТМ-4000/35/10	4		1980	42
6.	ПС 35 кВ Крем-Константиновская	T-31	ТМ-2500/35/10	2,5	1975	1974	48
		T-32	ТМ-2500/35/10	2,5		1977	45
7.	ПС 35 кВ Баксаненок	T-31	ТМ-4000/35/10	4	1979	1979	43
8.	ПС 35 кВ Сармаково	T-31	ТМН-4000/35/10	4	1964	1984	38
		T-32	ТМН-6300/35/10	6,3		1977	45

№ п/п	Наименование	Диспетчерское наименование	Марка оборудования	Сном, МВА	Год ввода ПС	Год ввода	Эксплуатация, лет
9.	ПС 35 кВ Залукодес	T-31	ТМ-6300/35/10	6,3	1977	1976	46
		T-32	ТМ-6300/35/10	6,3		1986	36
10.	ПС 35 кВ Лескен-1	T-31	ТМ-2500/35/10	2,5	1974	1976	46
11.	ПС 35 кВ Аргудан	T-31	ТМ-4000/35/10	4	1972	1971	51
12.	ПС 35 кВ Старый Урух	T-31	ТМ-4000/35/10	4	1971	1971	51
13.	ПС 35 кВ Советская	T-31	ТМ-4000/35/10	4	1965	1984	38
14.	ПС 35 кВ ЦСБ	T-31	ТМН-4000/35/10	4	1992	1994	28
15.	ПС 35 кВ Кара-Су	T-31	ТАМ-1800/35/10	1,8	1965	1965	57
16.	ПС 35 кВ Ново-Полтавская	T-31	ТМН-4000/35/10	4	1987	1992	30
		T-32	ТМН-4000/35/10	4		1987	35
17.	ПС 35 кВ Саратовская	T-31	ТМ-4000/35/10	4	1977	1969	53
		T-32	ТМ-4000/35/10	4		1977	45
18.	ПС 35 кВ Солдатская	T-31	ТМН-4000/35/10	4	1967	1985	37
		T-32	ТМ-4000/35/10	4		1979	43
19.	ПС 35 кВ Пролетарская	T-31	ТМ-2500/35/10	2,5	1976	1976	46
20.	ПС 35 кВ Прималкинская	T-31	ТМН-4000/35/10	4	1964	1987	35
		T-32	ТМ-6300/35/10	6,3		1976	46
21.	ПС 35 кВ Заречная	T-31	ТМН-4000/35/10	4	1982	1982	40
22.	ПС 35 кВ Дальняя	T-31	ТМ-1600/35/10	4	2017	1982	40
23.	ПС 35 кВ Малакановская	T-31	ТМН-1600/35/10	1,6	1982	1980	42
24.	ПС 35 кВ Ново-Ивановская	T-31	ТМН-2500/35/10	2,5	1961	2011	11
		T-32	ТМН-2500/35/10	2,5		2011	11
25.	ПС 35 кВ Красная Нива	T-31	ТМН-2500/35/10	2,5	1975	1989	33
26.	ПС 35 кВ Александровская	T-31	ТМН-3200/35/10	3,2	1967	1967	55
		T-32	ТМН-6300/35/10	6,3		1978	44
27.	ПС 35 кВ Терек-1	T-31	ТМН-4000/35/10	4	1951	1990	32
28.	ПС 35 кВ ЗАИ	T-31	ТМН-6300/35/10	6,3	1970	1970	52
		T-32	ТМН-6300/35/10	6,3		1976	46
29.	ПС 35 кВ Акбаш-35	T-31	ТМ-4000/35/10	4	1971	1971	51
30.	ПС 35 кВ Верхний Курп	T-31	ТМН-4000/35/10	4	1990	1988	34

№ п/п	Наименование	Диспетчерское наименование	Марка оборудования	Сном, МВА	Год ввода ПС	Год ввода	Эксплуатация, лет
31.	ПС 35 кВ Нижний Курп	Т-31	ТМ-4000/35/10	4	1981	1981	41
32.	ПС 35 кВ Пенькозавод	Т-32	ТМ-2500/35/10	2,5	1979	1979	43
33.	ПС 35 кВ Терекская	Т-31	ТМН-4000/35/10	4	1963	1989	33
34	ПС 35 кВ Чегет	Т-31	ТМН-2500/35/10	2,5	1966	1979	43
		Т-32	ТМН-2500/35/10	2,5		1981	41
35	ПС 35 кВ Героев Эльбруса	Т-31	ТМН-6300/35/10	6,3	1966	2008	14
		Т-32	ТМН-6300/35/10	6,3		2008	14
36	ПС 35 кВ Джайлык	Т-31	ТМ-1000/35/10	1	1970	1970	52
37	ПС 35 кВ Чалмас	Т-31	ТМН-СЭЩ-2500/35/0,4	2,5	1983	2019	3

По данным, приведенным в таблицах 2.7.6 и 2.7.7, видно, что 53 трансформатора (81,5% от общего количества) с высшим напряжением 110 кВ общей мощностью 646,5 МВА и 47 трансформаторов (90,4 % от общего количества) с высшим напряжением 35 кВ общей мощностью 191,4 МВА находятся в эксплуатации более 25 лет.

В таблице 2.7.8 представлены данные по ЛЭП 35-110 кВ филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго». Длины ЛЭП приведены для нескольких участков одной ВЛ, выполненных различной маркой провода.

Таблица 2.7.8. Характеристика ЛЭП 35-110 кВ филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго»

№ п/п	Наименование ВЛ	Марка провода	Длина, км	Год ввода	Эксплуатация, лет
ВЛ 110 кВ					
1.	ВЛ 110 кВ Машук – Залукокоаже с отпайками (Л-1)	АС-120	24,05	1984	38
		АС-150	8,53	1984	38
2.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Кызбурун-110 (Л-3)	АС-185	8,255	1950	72
		АС-150	0,785		
3.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – ЦРУ (Л-4)	АС-185	47,800	1955	67
		АС-150	1,700		
4.	отпайка на ПС 110 кВ Гунделен	АС-185	1,200	2004	18
5.	ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	АС-185	3,208	1951	71
		АС-150	16,153		

№ п/п	Наименование ВЛ	Марка провода	Длина, км	Год ввода	Эксплуатация, лет
6.	ВЛ 110 кВ Кызбурун – Чегем-2 (Л-6)	АС-185	12,254	1950	72
		АС-150	0,785		
7.	ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	АС-120	21,670	1961	61
8.	отпайка на ПС 110 кВ Герменчик	АС-120	0,015	1961	61
9.	ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	АС-150	22,613	1951	71
				1992	30
10.	ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	АС-150	16,526	1993	29
11.	ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) /(174)	АС-300	47,791	1986	36
12.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	АС-185	2,797	1979	43
13.	ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	АС-120	2,492	1966	56
14.	ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	АС-120	2,909	1966	56
15.	ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	АС-120	5,156	1965	57
16.	ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	АС-120	8,774	1978	44
17.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайкой на ПС Котляревская (Л-85)	АС-150	23,992	1970	52
18.	отпайка на ПС 110 кВ Котляревская	АС-150	0,050	1970	52
19.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	АС-185	6,897	1977	45
20.	ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	АС-120	31,344	1961	61
		АС-150	2,45	2017	5
21.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	АС-185	2,230	1968	54
22.	отпайка Л-89 на ПС 110 кВ Екатериноградская	АС-120	0,008	1970	52
23.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	АС-240	56,337	1973	49
24.	ВЛ 110 кВ ПТФ – Нальчик-Тяговая (Л-100)	АС-150	2,76	1967	55
25.	ВЛ 110 кВ Дубки – Юго-Восточная	АС-150	2,677	2011	11
26.	ВЛ-110 кВ Юго-Восточная – Искож	АС-150	4,357	2011	11
27.	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	АС-150	35,443	1979	43
				2010	12
28.	ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	АС-240	20,802	1986	36
29.	ВЛ 110 кВ Нальчик – Водозабор (Л-104)	АС-240	13,728	1981	41
30.	ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	АС-120	5,2	1951	71
31.	ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	АС-150	14,147	1951	71
32.	ВЛ 110 кВ Заводская – Кахун (Л-107)	АС-150	12,991	1991	31

№ п/п	Наименование ВЛ	Марка провода	Длина, км	Год ввода	Эксплуатация, лет
33.	ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	АС-240	8,308	1981 1996	41 26
34.	ВЛ 110 кВ Нальчик-Тяговая – Искож (Л-111)	АС-150	2,56	1967	55
35.	ВЛ 110 кВ Малка – Каменноостская (Л-172)	АС-120	31,639	1991	31
36.	ВЛ 110 кВ Баксан – Гунделен с отпайкой на ПС Плотина (Л-173)	АС-185	15,869	1974	48
37.	отпайка на ПС 110 кВ Плотина	АС-185	0,150	1974	48
38.	ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)	АС-150	5,500	1951	71
39.	ВЛ 110 кВ ЦРУ – Адыл-Су (Л-181)/(Л-182)	АС-120	32,558	1977	45
40.	отпайка на ПС 110 кВ Соцгородок	АС-120	0,150	1977	45
41.	отпайка на ПС 110 кВ Нейтрино	АС-120	0,030	1977	45
42.	ВЛ 110 кВ Терек-2 – Верхний Акбаш (Л-185)	АЖ-120	11,307	1980	42
43.	ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская (Л-186)	АС-150	16,681	1985	37
44.	ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	АС-150	17,500	1976	46
45.	ВЛ 110 кВ Терек-2 – Муртазово-Тяговая (Л-188)	АС-150	8,763	1985	37
46.	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	АС-120	26,000	1976	46
47.	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	АС-150	0,770	1996 2010	26 12
48.	ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС –Кашхатау	АС-185 АС-150	4,714 6,982	1996	26
49.	ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС–Псыгансу	АС-185	7,050	1996	26
50.	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)	АС-150	30,898	2002 2010	20 12
51.	отпайка на ПС 110 кВ Аушигер	АС-150	1,475	1976	46
52.	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193)	АС-150	6,495	1996 2010	26 12
53.	ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203)	АС-185 АС-150	8,248 0,35	1950	72
54.	ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209)	АС-150	22,000	1985	37
55.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Залукокоаже (Л-210)	АС-120	38,901	1956	66
		АС-150	0,499	1984 1956	38 66

№ п/п	Наименование ВЛ	Марка провода	Длина, км	Год ввода	Эксплуатация, лет
				1984	38
56.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС –Малка (Л-211)	АС-120	21,779	1984	38
57.	ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243)	АС-240	10,060	1986	36
58.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – ЗКИ (Л-183)	АС-120	5,162	1976	46
59.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – ЗКИ (Л-184)	АС-120	5,162	1976	46
60.	ВЛ 110 кВ ЦРУ – РМЗ (Л-175)	АС-120	0,85	1974	48
61.	ВЛ 110 кВ ЦРУ – РМЗ (Л-176)	АС-120	0,85	1974	48
62.	ВЛ 110 кВ Новопавловская-2 – Прохладная-2 (Л-36) (на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» «Ставропольэнерго»)	АС-150	44,762	1976	46
63.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89) (на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Севкавказэнерго»)	АС-185	24,43	1970	52
64.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – ЗКИ (Л-183) (на балансе ООО «Промэлектросеть»)	АС-120	5,162	1976	46
65.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – ЗКИ (Л-184) (на балансе ООО «Промэлектросеть»)	АС-120	5,162	1976	46
66.	ВЛ 110 кВ Прогресс – Малка (Л-290) (на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Ставропольэнерго»)	АС-150	5,541	1970	52
67.	ВЛ 110 кВ Ростовановская – Прохладная-2 (Л-90) (на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Ставропольэнерго»)	АС-120	36,528	1976	46
ВЛ 35 кВ					
1.	ВЛ 35 кВ Чегем-2 – Лечинкай (Л-451)	АС-95	8,015	1991	31
2.	ВЛ 35 кВ Сармаково – Каменноостская (Л-454)	АС-70	17,699	1964	58
3.	ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455)	АС-95	5,891	1967	55
		АС-50	9,665	1987	35
4.	ВЛ 35 кВ Чалмас – Адыл-Су (Л-457)	АС-70	22,416	1965	57
5.	отпайка на ПС 110 кВ Нейтрино	АС-70	0,030		
6.	отпайка на ПС 35 кВ Джайлык	АС-70	0,050		
7.	ВЛ 35 кВ Адыл-Су – Героев Эльбруса (Л-458)	АС-70	10,830	1965	57

№ п/п	Наименование ВЛ	Марка провода	Длина, км	Год ввода	Эксплуатация, лет
8.	отпайка на ПС 35 кВ Чегет	АС-70	0,555		
9.	ВЛ 35 кВ Соцгородок – Чалмас (Л-459)	АС-70	4,805	1965 2004	57 18
10.	ВЛ 35 кВ Чегем-2 – Лечинкай (Л-460)	АС-95 АС-70	7,872 0,84	1966	56
11.	отпайка на ПС 35 кВ Каменка	АС-70	3,100		
12.	отпайка на ПС 35 кВ Чегем-1	АС-95 АС-70	1,380 3,690	2009	13
13.	ВЛ 35 кВ Лечинкай – Нижний Чегем (Л-461)	АС-50 АС-95	11,955 2,000	1966	56
14.	ВЛ 35 кВ Баксан-110 – Баксаненок (Л-464)	АС-95	2,759	1969	53
15.	ВЛ 35 кВ Красная Нива – Александровская (Л-465)	АС-95	7,928	1988	34
16.	ВЛ 35 кВ Нарткала – Майская (Л-466)	АС-95	19,640	1962	60
17.	отпайка на ПС 35 кВ Ново-Ивановская	АС-50	2,800	1972	50
18.	ВЛ 35 кВ Старый Лескен – Аргудан (Л-467)	АС-50	6,200	1960	62
19.	ВЛ 35 кВ Старый Лескен – Лескен-1 (Л-468)	АС-120 АС-70	0,245 15,225	1972	50
20.	ВЛ 35 кВ Старый Лескен – Старый Урух (Л-469)	АС-70 АС-120	9,435 0,395	1977	45
21.	ВЛ 35 кВ Аушигер – Советская (Л-470) (для нор. реж.)	АС-120 АС-50	0,24 10,006	1965	57
22.	отпайка на ПС 110 кВ Кашхатау	АС-120	0,855	1979 2010	43 12
23.	отпайка на ПС 35 кВ ЦСБ	АС-70	0,120	1996	26
24.	ВЛ 35 кВ Советская – Кара-Су (Л-471)	АЖ-120 АС-95	0,310 20,490	1985	37
25.	отпайка на ПС 35 кВ Бабугент	АС-120	0,300	2001	21
26.	ВЛ 35 кВ Майская – Пенькозавод (Л-472)	АС-150 АС-95	5,600 16,650	1980 1983	42 39
27.	ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская- ГЭС-3 (Л-473)	АС-70	9,000	2000	22
28.	ВЛ 35 кВ Майская – Красная Нива (Л-474)	АС-95	6,439	1964	58
29.	ВЛ 35 кВ Баксан-35 - Крем-Константиновская (Л-475)	АС-70	15,300	1977	45

№ п/п	Наименование ВЛ	Марка провода	Длина, км	Год ввода	Эксплуатация, лет
30.	отпайка на ПС 35 кВ Карагач	АС-95	0,050	1991	31
31.	ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476)	АС-120	0,248	1979	43
		АС-70	20,952		
32.	ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477)	АС-95	4,411	1967	55
		АС-50	1,900	1987	35
33.	ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Прималкинская (Л-478)	АС-95	0,867	1964	58
		АС-70	18,852		
34.	отпайка на ПС 35 кВ Пролетарская	АС-70	0,100		
35.	ВЛ 35 кВ Саратовская – Солдатская (Л-479)	АС-70	10,200	1967	55
36.	ВЛ 35 кВ Прималкинская – Заречная (Л-480)	АС-70	15,030	1982	40
37.	ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481)	АС-120	0,260	1977	45
		АС-70	10,300		
38.	ВЛ 35 кВ Малка – Залукодес (Л-482)	АС-50	1,400	1974	48
		АС-70	17,700	2005	17
39.	ВЛ 35 кВ Малка – Сармаково (Л-483)	АС-70	16,600	1964	58
40.	ВЛ 35 кВ Терек-1 – Верхний Акбаш (Л-485)	АС-95	4,120	1963	59
		АС-50	8,658		
41.	отпайка на ПС Акбаш-35	АС-50	0,090		
42.	ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Куркужин (Л-488)	АС-95	0,570	1971	51
		АС-70	14,524		
43.	ВЛ 35 кВ Терек-1 – ЗАИ (Л-489)	АС-95	1,475	1975	47
44.	ВЛ 35 кВ Терек-2 – Терек-1 (Л-490)	АС-70	2,870	1972	50
45.	ВЛ 35 кВ ЗАИ – Александровская (Л-491)	АС-185	0,942	1988	34
		АС-95	8,640		
46.	ВЛ 35 кВ Верхний Акбаш – Нижний Курп (Л-493)	АС-95	16,600	1981	41
47.	отпайка на ПС 35 кВ Верхний Курп	АС-95	0,100		
48.	ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Баксан-110 (Л-496)	АС-95	5,353	1969	53
		АС-120	0,529		
49.	ВЛ 35 кВ Терек-110 – Терекская (Л-497)	АС-95	0,326	1964	58
		АС-50	6,008		
50.	ВЛ 35 кВ Терекская – Пенькозавод (Л-498)	АС-70	6,417	1979	43
51.	ВЛ 35 кВ Верхнебалкарская ГЭС – Кашхатау	АС-150	42,2	2020	2

2.5. Особенности текущего состояния энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики является дефицитной. Покрытие дефицита мощности осуществляется за счет перетоков от сетей публичного акционерного общества «ФСК ЕЭС» из смежных энергосистем.

Основными центрами питания распределительной сети 110 кВ, кроме электростанций энергосистемы, являются подстанции с высшим напряжением 330 кВ: ПС 330 кВ Прохладная-2, ПС 330 кВ Баксан, ПС 330 кВ Нальчик.

Схема энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики по сетям 110кВ для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в основном замкнутая, с обеспечением питания не менее чем с двух сторон.

Надежность питания радиальных сетей обеспечена питанием потребителей по двум линиям 110 кВ. Для подстанций с тупиковым питанием разработаны схемы по резервному питанию по сети 35 и частично по 10–6 кВ. Распределительная сеть 35 кВ филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» – «Каббалкэнерго» питается от сети 110 кВ через трансформаторные подстанции 110/35/10(6) кВ. Электрическая сеть 35 кВ для обеспечения надежного электроснабжения ответственных потребителей в основном образует параллельные транзиты с сетью 110 кВ. В нормальном режиме транзиты 35 кВ находятся в разомкнутом состоянии.

2.5.1. Ограничение пропускной способности трансформаторных связей питающих центров 35 - 110 кВ

С целью выявления центров питания (ЦП) напряжением 35 кВ и выше с ограничениями на технологическое присоединение по состоянию на 2021 год в энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики произведен анализ загрузки ЦП напряжением 35 кВ и выше на основании данных о максимальных нагрузках, зафиксированных на ЦП в течение 2017 - 2021 годов.

(приложение № 9).

Анализ ретроспективной нагрузки ЦП в режиме отключения трансформатора большей мощности выявил ряд ЦП, нагрузка которых превысила 105% в режиме N-1. Для однотрансформаторных подстанций рассматривается нормальный режим работы. Рассмотрим данные питающие центры подробнее.

ПС 110 кВ Баксан-110.

В настоящее время на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 16 МВА, напряжением 110/35/10 кВ (Т-1-ТДТН-16000/110/35/10 - 1987 год ввода; Т-2-ТДТН-16000/110/35/10 – 1988 год ввода). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Баксан-110 за 2017-2021 годы составила 18,68 МВА (15.12.2021) при температуре 3,2 °С.

В режиме максимальных нагрузок в схеме ремонта трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 при переводе на него

питания потребителей трансформатора Т-2 достигает 116,8 %. В соответствии с письмом филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22 апреля 2022 г. № МР8/КБФ/01-00/988-исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027» (приложение № 6) существующая схема распределительных сетей 35 кВ не позволяет частично перераспределить нагрузку.

ПС 110 кВ Кахун.

В настоящее время на подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью по 6,3 МВА, напряжением 110/10 кВ (Т-1 – ТМН-6300/110/10 – 1980 год ввода; Т-2 – ТДН-6300/110/10 – 1989 год ввода). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Кахун за 2017 - 2021 годы составила 7.8 МВА (15.12.2021) при температуре 3,2 °С.

В режиме максимальных нагрузок в схеме ремонта трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 при переводе на него питания потребителей трансформатора Т-2 достигает 124,0%. В соответствии с письмом филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22 апреля 2022 г. № МР8/КБФ/01-00/988-исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027» (приложение № 6) существующая схема распределительных сетей 10 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей.

ПС 110 кВ Майская.

В настоящее время на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 и 16 МВА, напряжением 110/35/10 кВ (Т-1 – ТДТН-10000/110/35/10 – 1970 год ввода; Т-2 – ТДТН-16000/110/35/10 – 1972 год ввода). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Майская за 2017-2021 годы составила 14,69 МВА (17.06.2020) при температуре 22,7 °С.

В режиме максимальных нагрузок в схеме ремонта трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 при переводе на него питания потребителей трансформатора Т-2 достигает 146,9%. В соответствии с письмом филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 г. № МР8/КБФ/01-00/988-исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027» (приложение № 6) существующая схема распределительных сетей 35 кВ позволяет частично перераспределить нагрузку (2,15 МВА) с ПС 110 кВ Майская на соседние недогруженные ПС путем секционирования сети (перевод питания потребителей ПС 35 кВ Александровская и ПС 35 кВ Красная Нива по транзиту ВЛ 35 кВ (Л-474) на ПС 110 кВ Терек-2), при этом нагрузка с учетом перевода составит 12,54 МВА, или 125,4% от номинальной мощности трансформатора.

ПС 110 кВ Малка.

В настоящее время на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 и 25 МВА, напряжением 110/35/10 кВ (Т-1 – ТДТН-10000/110/35/10 – 1976 год ввода; Т-2 – ТДТН-25000/110/35/10 – 1984 год ввода). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Малка за 2017-2021 годы составила 13,6 МВА (18.12.2019) при температуре 4,7 °С

В режиме максимальных нагрузок в схеме ремонта трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 при переводе на него питания потребителей трансформатора Т-2 достигает 136%. В соответствии с письмом филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988-исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027» (приложение № 6) существующая схема сети 35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 35 кВ Куркужин (3,050 МВА ВЛ 35 кВ Л-481) на ПС 110 кВ Баксан-110 путем отключения ВЛ Малка – Куркужин (Л-481) со стороны ПС 110 кВ Малка и включения ВЛ Куркужин – Баксан-35 (Л-488) со стороны ПС 35 кВ Баксан-35, при этом нагрузка с учетом перевода составит 10,55 МВА, или 105,5% от номинальной мощности трансформатора.

ПС 110 кВ Нарткала.

В настоящий момент на подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 6,3 и 10 МВА, напряжением 110/6 кВ (Т-1 – ТМН-6300/110/6 – 1989 год ввода; Т-2 – ТДН-10000/110/6 – 2003 год ввода). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Нарткала за 2017-2021 годы составила 7,76 МВА (15.12.2021) при температуре 3,2 °С.

В режиме максимальных нагрузок в схеме ремонта трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 при переводе на него питания потребителей трансформатора Т-2 достигает 123.2 %. В соответствии с письмом филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988-исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027» (приложение № 6) существующая схема распределительных сетей 6 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей.

ПС 110 кВ Прохладная-1.

В настоящее время на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 16 МВА каждый, напряжением 110/35/10 кВ (Т-1 – ТДТН-16000/110/35/10 – 1976 год ввода; Т-2 – ТДТН-16000/110/35/10 – 2003 год ввода). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Прохладная-1 за период 2017 - 2021 годы составила 25,69 МВА (19.06.2019) при температуре 26,5 °С.

В режиме максимальных нагрузок в схеме ремонта трансформатора Т-2 (Т-1) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) при переводе на него питания потребителей трансформатора Т-2 (Т-1) достигает 160,6%.

В соответствии с письмом филиала публичного акционерного общества

«Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988-исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027» (приложение № 6) существующая схема распределительных сетей 35 кВ позволяет частично перераспределить нагрузку (4,6 МВА) с ПС 110 кВ Прохладная-1 на соседние недогруженные ПС путем секционирования сети (перевод питания потребителей ПС 35 кВ Солдатская по транзиту 35 кВ на ПС 110 кВ Баксан-110, потребителей ПС 35 кВ Заречная, ПС 35 кВ Прималкинская по транзиту ВЛ 35 кВ Кура – Прималкинская (Л-578) от ПС 35 кВ Кура (Ставропольэнерго)), при этом нагрузка с учетом перевода составит 21,09 МВА, или 131,8% от номинальной мощности трансформатора.

ПС 110 кВ ПТФ.

В настоящее время на подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 6,3 и 10 МВА, напряжением 110/6 кВ (Т-1 – ТМН-6300/110/6 – 1983 год ввода; Т-2 – ТДН-10000/110/6 – 1981 год ввода). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ ПТФ за 2017-2021 годы составила 8,92 МВА (16.12.2020) при температуре 1,6 °С.

В режиме максимальных нагрузок в схеме ремонта трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 при переводе на него питания потребителей трансформатора Т-2 достигает 141,6%. В соответствии с письмом филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988-исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027» (приложение № 6) существующая схема распределительных сетей 6 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на ПС 110 кВ Искож в объеме не более 0,5 МВА, при этом нагрузка с учетом перевода составит 8,42 МВА, или 133,65% от номинальной мощности трансформатора.

В 2023 году в соответствии с договором ТП от 11.04.2019 № 80/2019, утвержденным ТУ № 6631/2019/КБФ/НАЛРЭС ТП, ООО «Сады Нальчика» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» от 20.03.2019 планируется замена силового трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА с устройством АРН.

ПС 110 кВ Чегем-2.

В настоящее время на подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 16 МВА, напряжением 110/35/10 кВ (Т-1 – ТДТН-16000/110/35/10 – 1987 год ввода; Т-2 – ТДТН-16000/110/35/10 – 1988 год ввода). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Чегем-2 за 2017-2021 годы составила 17,25 МВА (16.12.2020) при температуре 1,6 °С.

В режиме максимальных нагрузок в схеме ремонта трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 при переводе на него питания потребителей трансформатора Т-2 достигает 107,8%. В соответствии с письмом филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988-исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027» (приложение № 6)

существующая схема распределительных сетей 35 кВ не позволяет частично перераспределить нагрузку.

ПС 110 кВ Долинск.

В настоящее время на подстанции установлены три двухобмоточных трансформатора с расщепленной обмоткой мощностью 25 МВА каждый напряжением 110/10/6 кВ (Т-1 – ТРДН-25000/110/6/6 – 1987 год ввода; Т-2 – ТРДН-25000/110/10/6 – 1980 год ввода; Т-3 – ТРДН-25000/110/10/6 – 1997 год ввода). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Долинск в ЗРД за период 2017 - 2021 годы составила 33,5 МВА (19.12.2018) при температуре -0,9 °С. Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Долинск в ЛРД за 2017-2021 годы составила 26,07 МВА (19.06.2019) при температуре +26,5 °С.

В соответствии с письмом филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022. № МР8/КБФ/01-00/988-исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027» (приложение № 6) существующая схема распределительных сетей позволяет частично перераспределить нагрузку 2 МВА на ПС 110 кВ Нальчик-110.

2.5.2. Ограничение пропускной способности системообразующих и распределительных сетей

Как показал анализ режимов зимнего и летнего контрольных замеров 2021 года, в нормальной схеме сети из-за недостаточной пропускной способности транзита 35 кВ в режиме зимнего контрольного замера наблюдается перегрузка ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) Токовая загрузка Л-477 в нормальной схеме сети составляет 117% от длительно-допустимого значения. Перегрузка остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-110кВ находятся в допустимых пределах.

Как показал анализ расчетов режимов зимнего и летнего контрольных замеров в 2021 году, существует ряд схемно-режимных ситуаций (аварийное отключение сетевого элемента в нормальной схеме сети), приводящих к перегрузке питающих энергоузлов электрических связей и к ограничению электроснабжения потребителей, а именно:

аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети в режиме зимнего контрольного замера. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Ново-Полтавская, ПС 35 кВ Саратовская и ПС 35 кВ Солдатская. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться снижение напряжения по транзиту 35 кВ Баксан – Крем-Константиновская – Ново-Полтавская ниже аварийно-допустимых значений (рис 2.8.2.2);

ограничение электроснабжения потребителей суммарным объемом 1,9 МВт на ПС 35 кВ Ново-Полтавская позволит восстановить уровни

напряжения в узлах сети выше аварийно допустимых значений, однако в данном режиме будет наблюдаться токовая перегрузка транзита 35 кВ Баксан-110 – Крем-Константиновская – Солдатская. Токовая загрузка ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) (230 А) составит 153,5% от длительно-допустимого значения. Последующее ограничение электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Саратовская и ПС 35 кВ Солдатская объемом 3,9 МВт позволит снизить токовую загрузку ВЛ 35 кВ Баксан

35 – Баксан-110 (Л-496) до 100% от длительно допустимого значения;

аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) в нормальной схеме сети в режиме зимнего контрольного замера. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Крем-Константиновская, ПС 35 кВ Карагач и ПС 35 кВ Баксан-35. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) и перевод питания ПС 35 кВ Баксан-35 по ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Куркужин (Л-488) на ПС 110 кВ Малка позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться токовая перегрузка элементов сети 35 кВ. Токовая загрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) (119 А) составит 119,5 %, ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481) (171 А), ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) (157 А) – 104,4 % от длительно допустимого значения. Последующее ограничение электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Солдатская объемом 1 МВт и ПС 35 кВ Баксан-35 объемом 1,1 МВт позволит устранить токовые перегрузки сетевого оборудования.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные выше).

Также в характерных летних режимах 2021 года были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Также на этапе 2021 года существует ряд схемно-режимных ситуаций (наложение аварии на ремонт) приводящих к перегрузке питающих энергоузлы электрических связей, и, как следствие, к ограничению электроснабжения потребителей, а именно:

аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) в режиме ПЭВТ (рис. 2.8.2.5). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40) (431 А) составит 129% и 107%, ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39) (392 А) – 117,0 % и 97,8 %, ВЛ 110 кВ Аушигерская

ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) (476 А) – 120% и 100% от длительно допустимого и аварийно допустимого значения соответственно. Оперативное снижение генерации Аушигерской ГЭС на 20 МВт позволит устранить токовую перегрузку данных ВЛ;

аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой

на ПС Аушигер (Л-192) в режиме ПЭВТ. В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (452 А) составит 135,3% и 112,7%

от длительно допустимого и аварийно допустимого значения соответственно. Действие существующей АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволит устранить токовую перегрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189);

аварийное отключение ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) в режиме ПЭВТ. В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) (474 А) составит 119% и 99% от длительно допустимого и аварийно допустимого значений соответственно. Последующее оперативное снижение генерации Аушигерской ГЭС или Кашхатау ГЭС на 16 МВт позволит устранить токовую перегрузку данной ВЛ;

аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193) (рис 2.8.2.8).

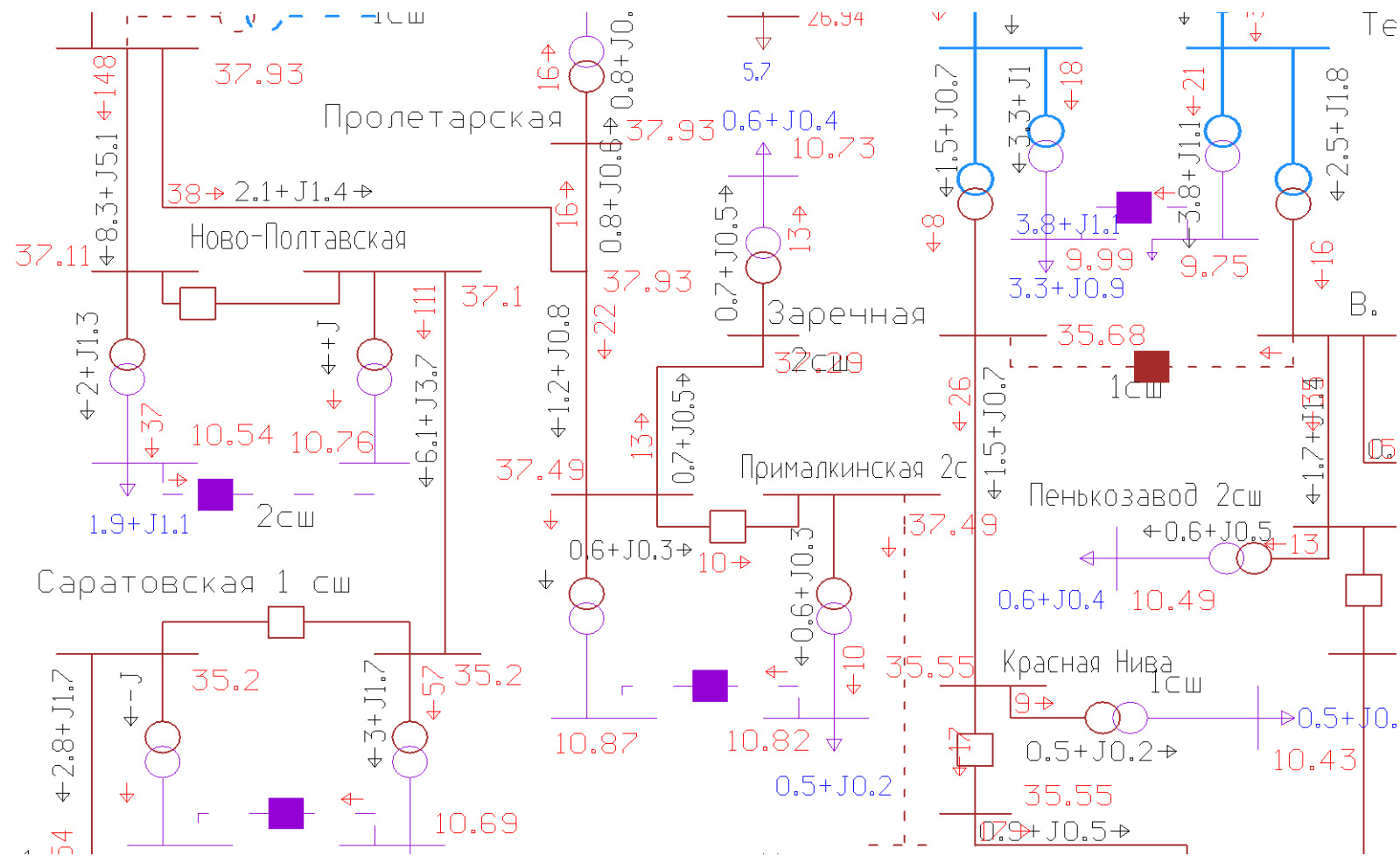
В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу (451 А) составит 114% и 95%, ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10) (447 А) - 113 % и 94 % от длительно допустимого и аварийно допустимого значений соответственно. Последующее оперативное снижение генерации Кашхатау ГЭС или Зарагижской ГЭС на 12 МВт позволит устранить токовую перегрузку данной ВЛ;

аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) (451 А) составит 114% и 95% от длительно допустимого и аварийно допустимого значений соответственно. Последующее оперативное снижение генерации Кашхатау ГЭС или Зарагижской ГЭС на 12 МВт позволит устранить токовую перегрузку данной ВЛ;

аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)

(455 А) составит 114,8% и 95,7% от длительно допустимого и аварийно допустимого значений соответственно, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (410 А) составит 122,7% и 102,2%

от длительно допустимого и аварийно допустимого значения соответственно. Действие существующей АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволит устранить токовую перегрузку



2.8.2.1. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего контрольного замера 2021 года

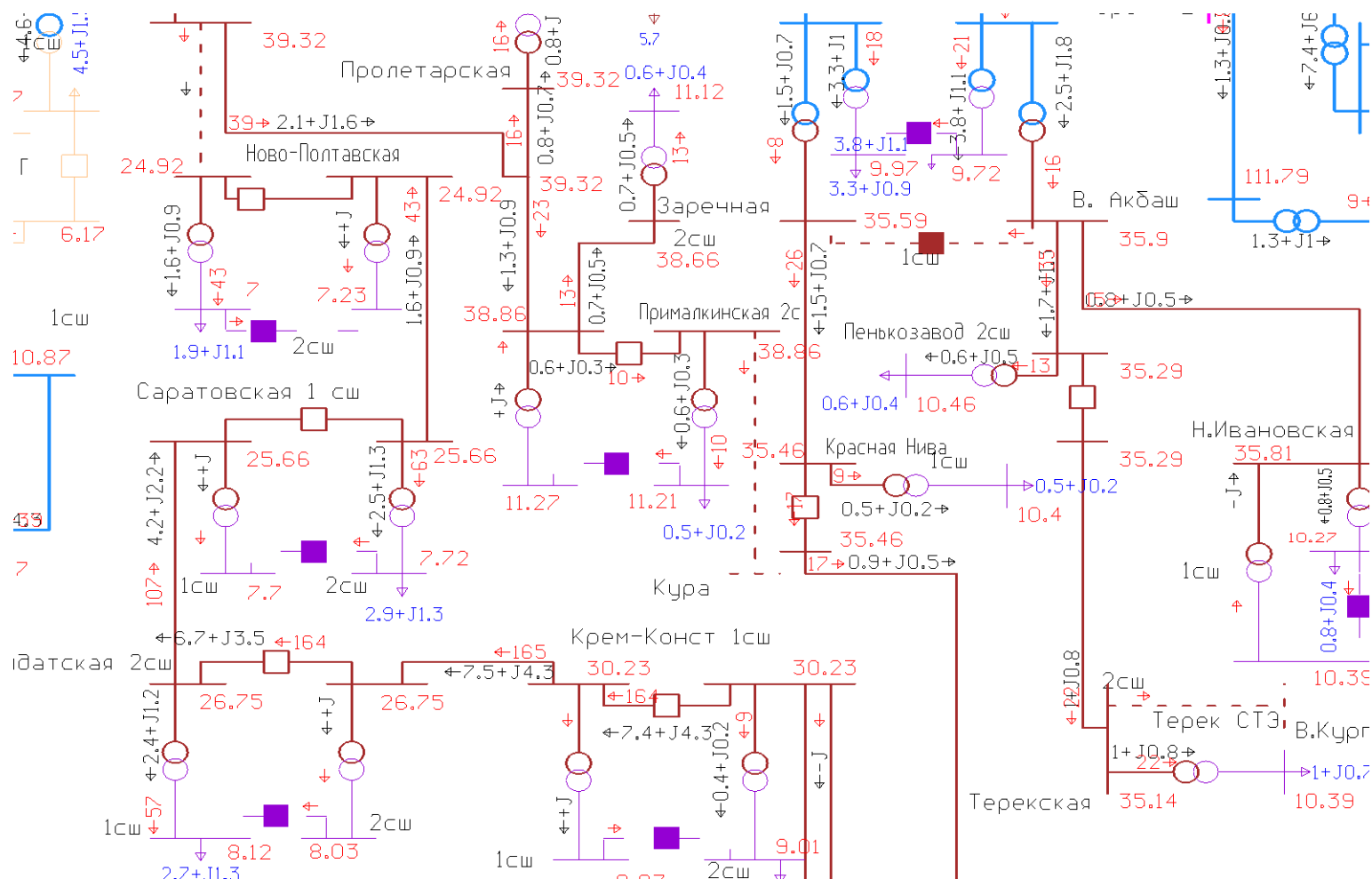


Рисунок 2.8.2.2. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего контрольного замера 2021 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1-Ново-Полтавская (Л1-477) в нормальной схеме сети

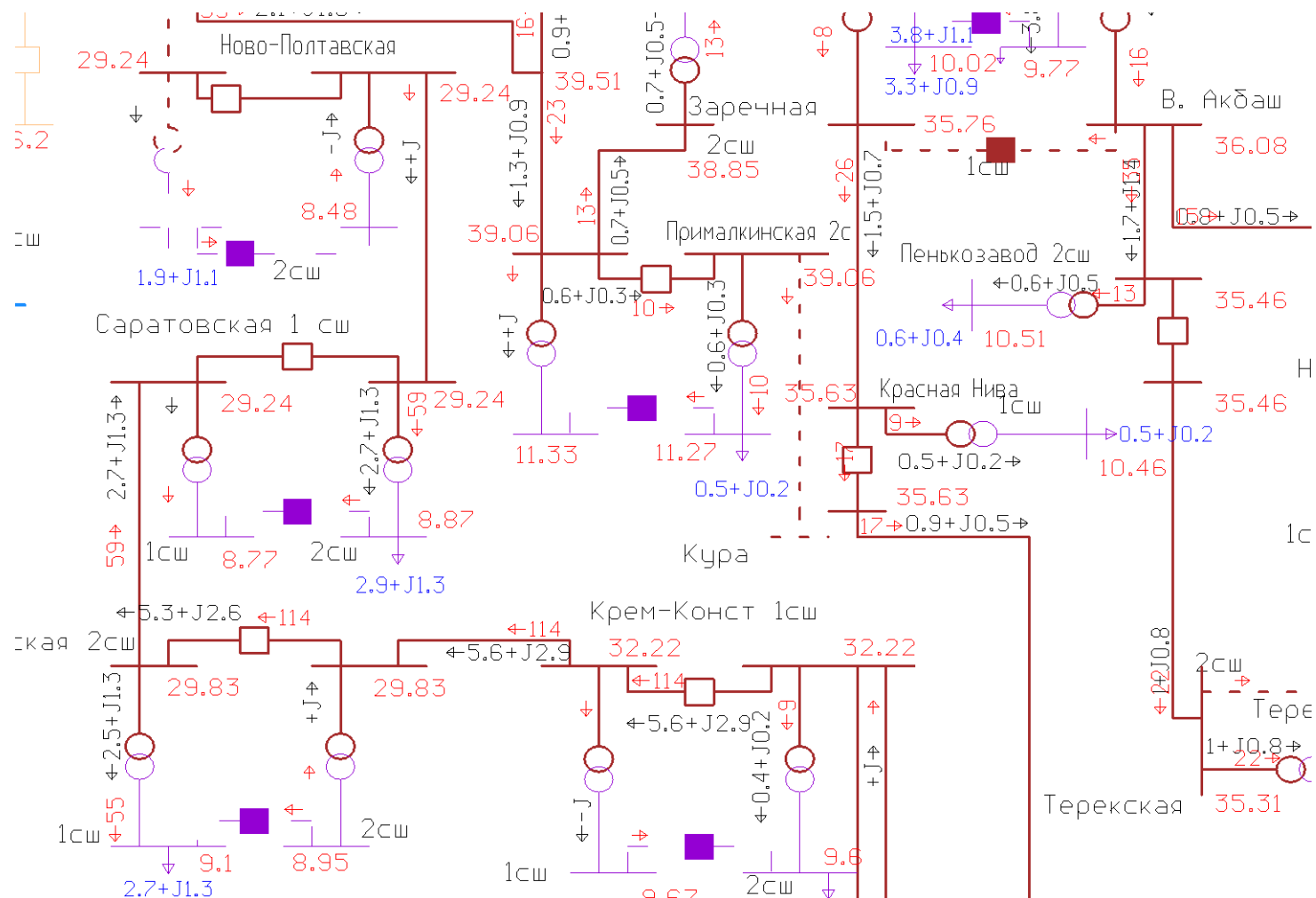


Рисунок 2.8.2.3. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего контрольного замера 2021 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1-Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети. Ограничение электроснабжения потребителей суммарным объемом 1,9 МВт на ПС 35 кВ Ново-Полтавская

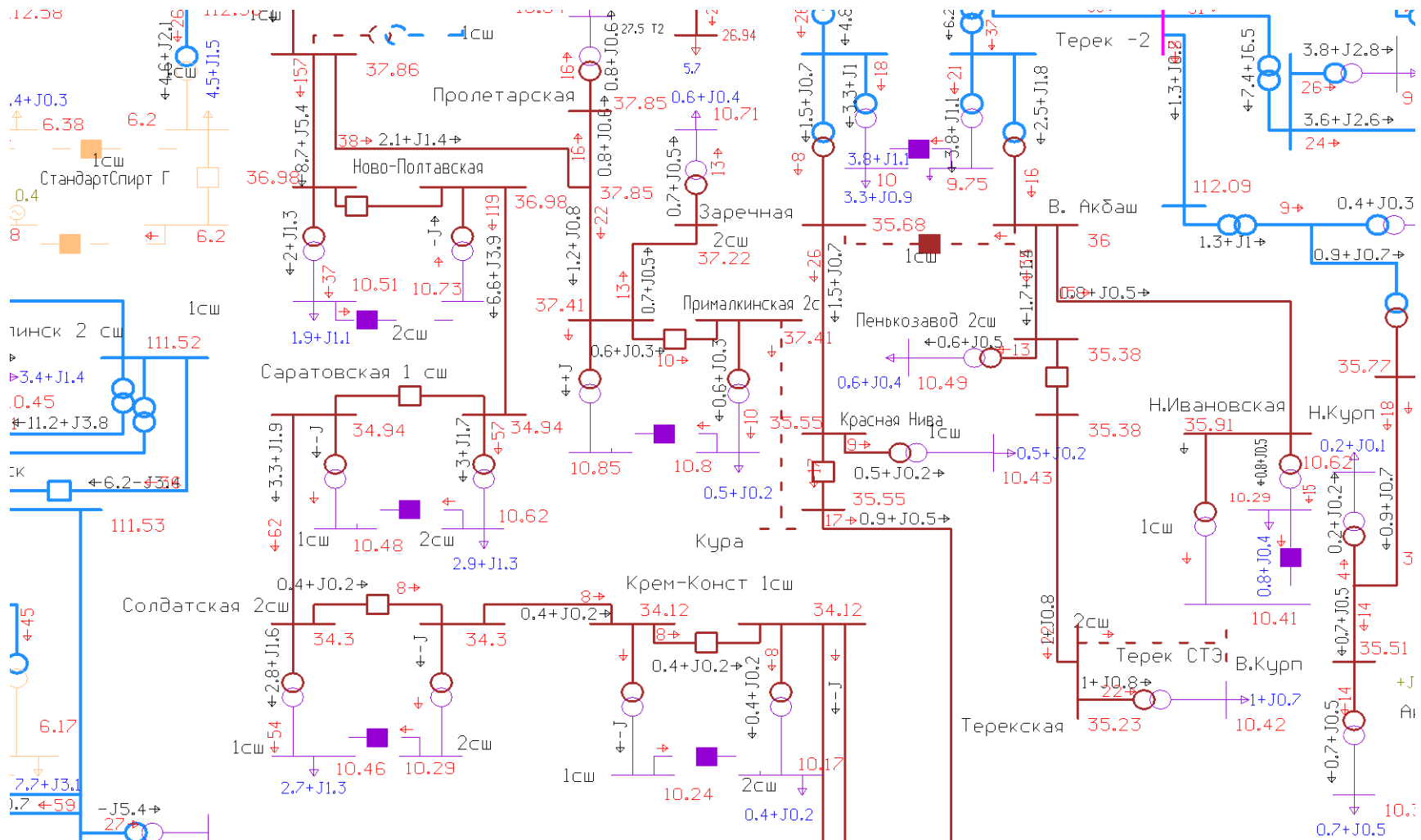


Рисунок 2.8.2.4. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме зимнего контрольного замера 2021 года. Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан 35-Баксан-110 (Л-496) в нормальной схеме сети

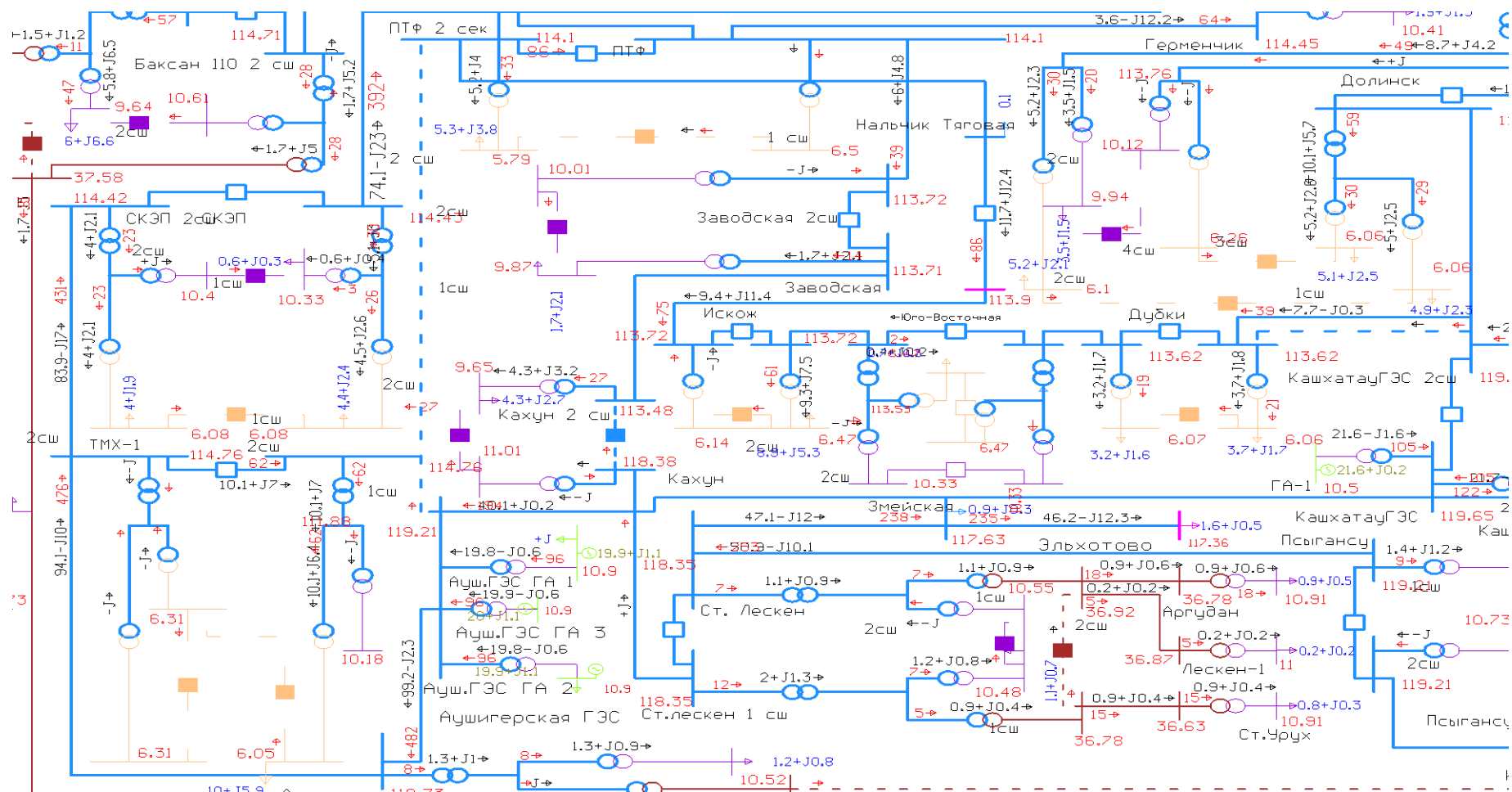


Рисунок 2.8.2.5. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2021 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС-Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС - ПТФ (Л-189)

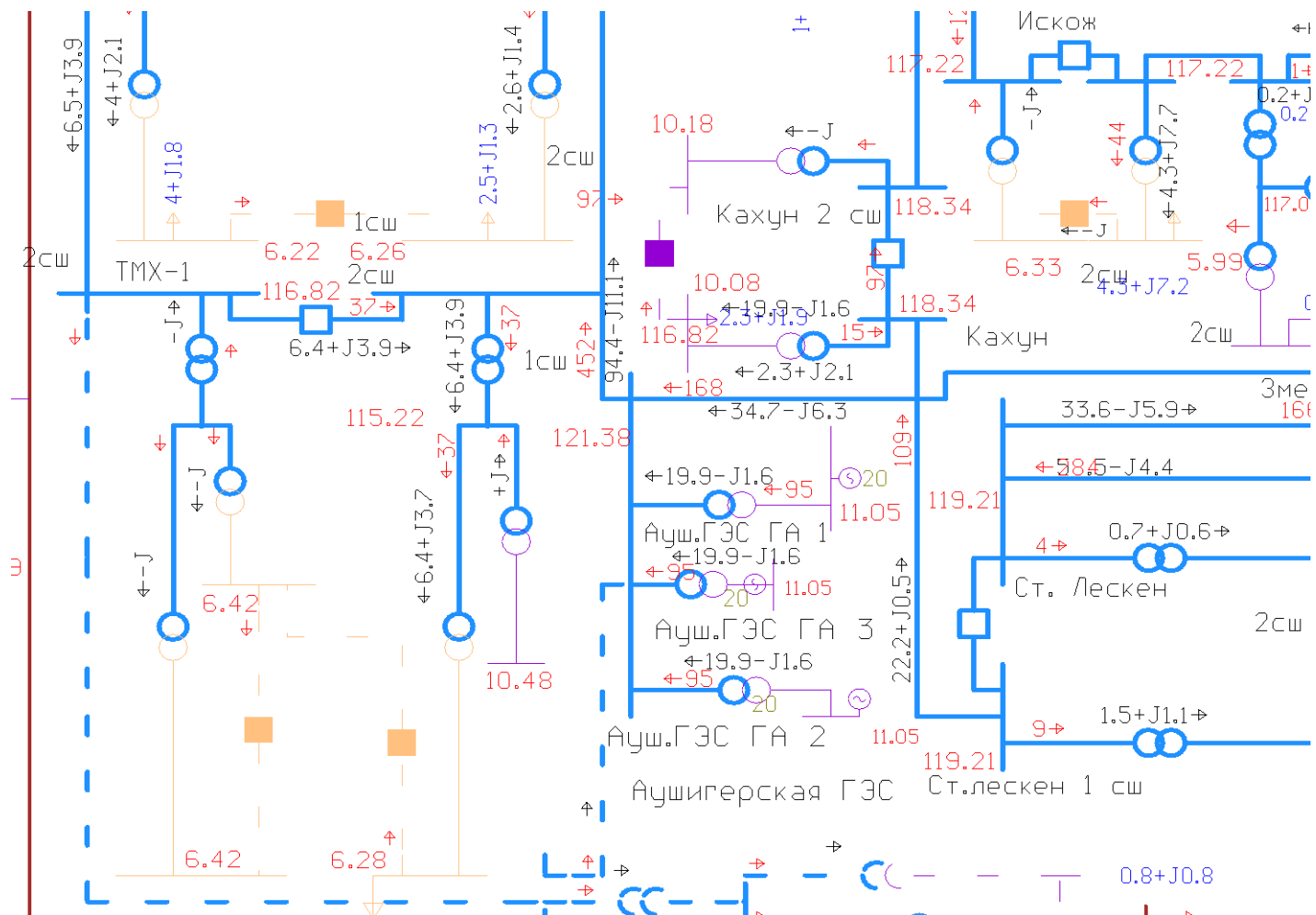


Рисунок 2.8.2.6. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2021 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС-Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС-Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)

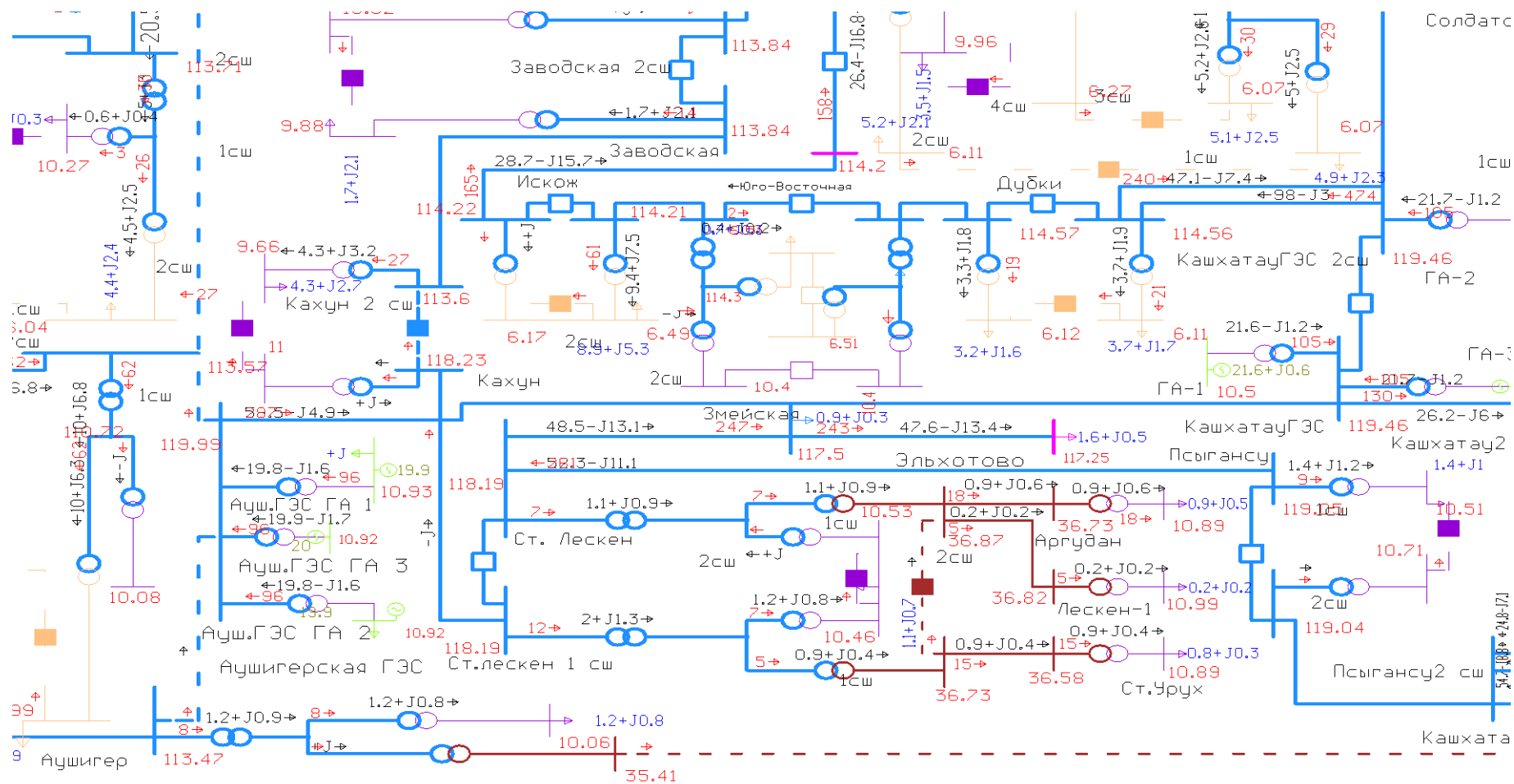


Рисунок 2.8.2.7. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2021 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС-ПТФ (Л-189) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС-Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192)

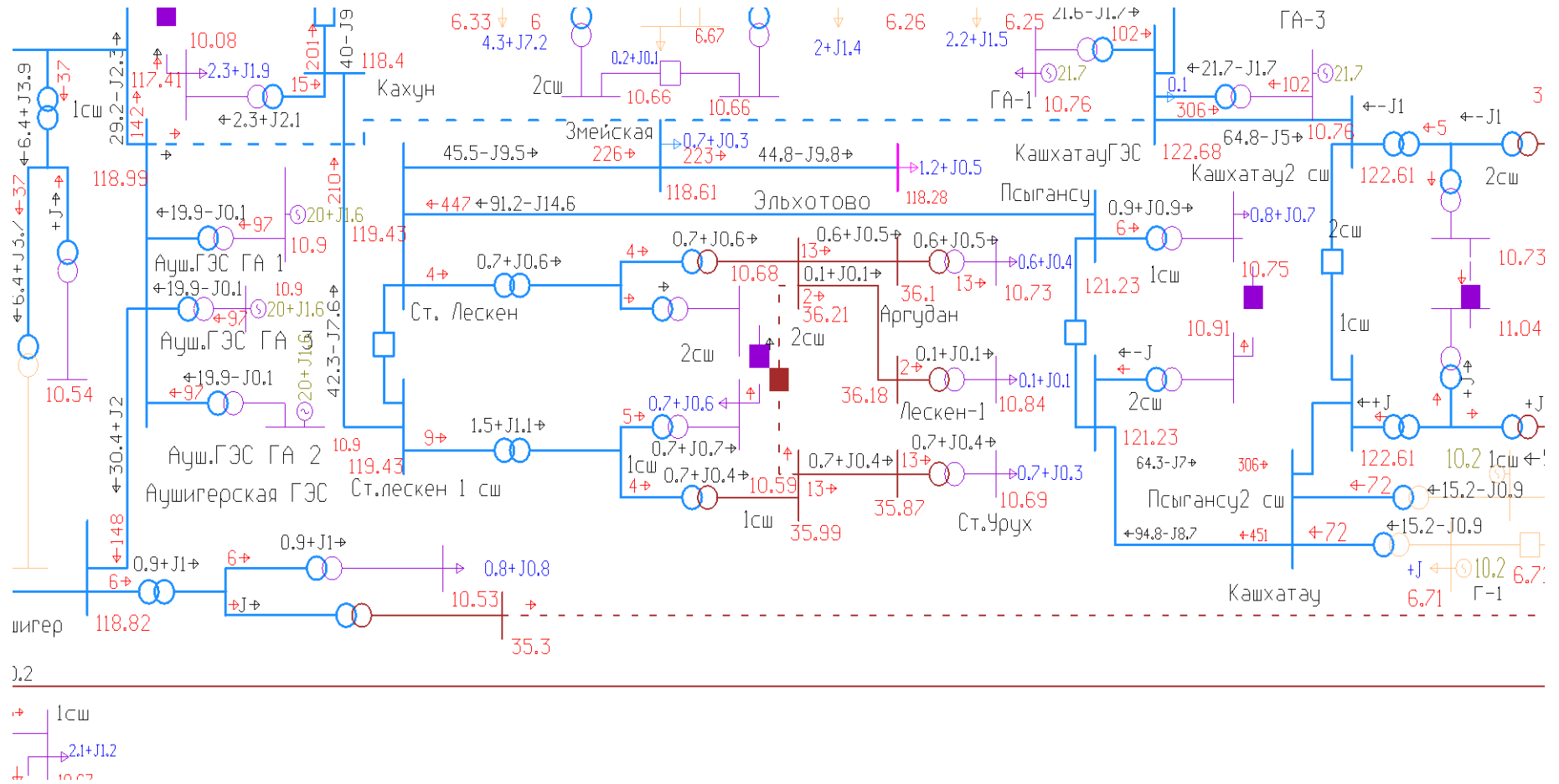


Рисунок 2.8.2.8. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2021 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС-Дубки (Л1-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС-Кашхатау ГЭС (Л1-193)

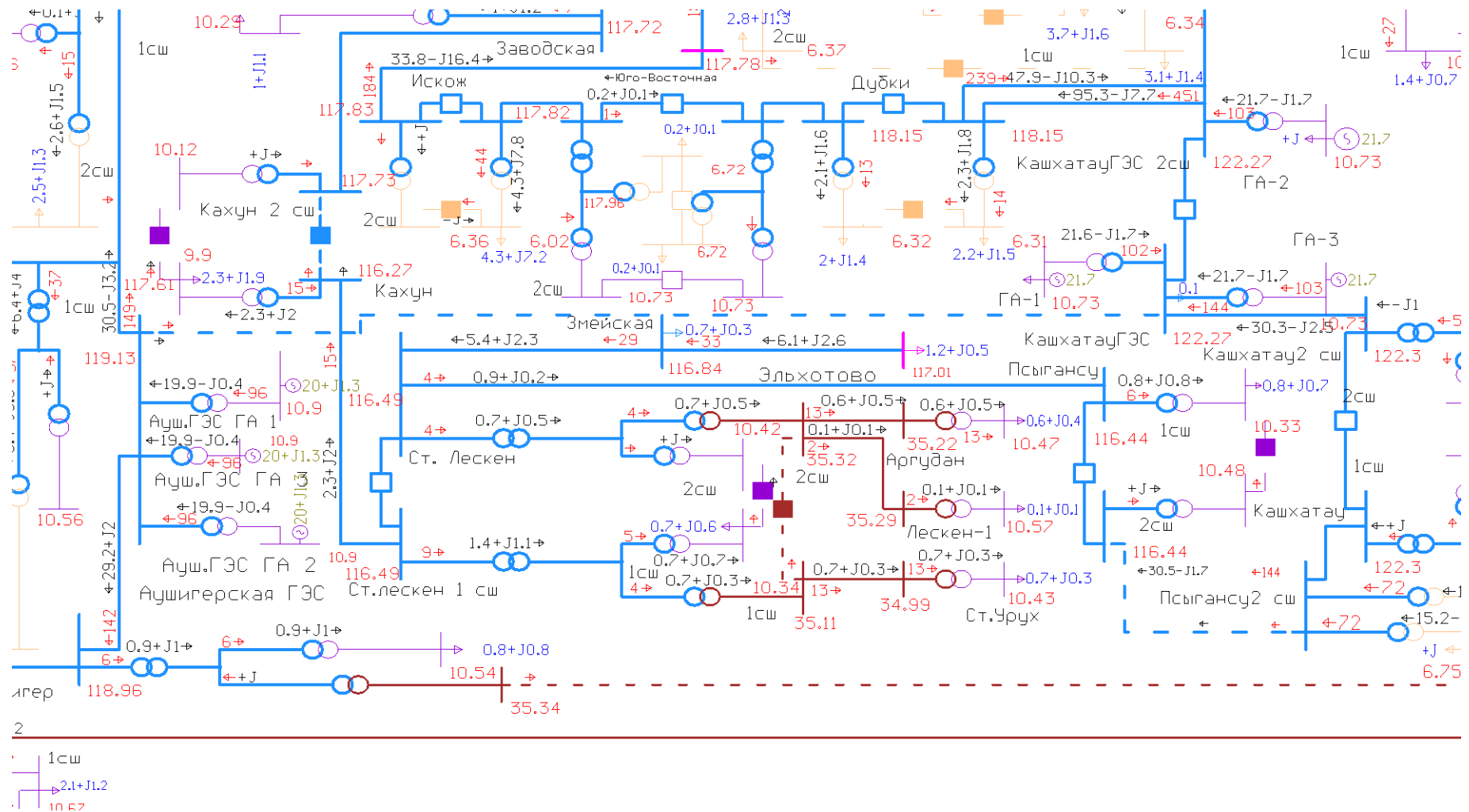


Рисунок 2.8.2.9. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2021 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагизская ГЭС-Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС-Кашхатау ГЭС (Л-193)

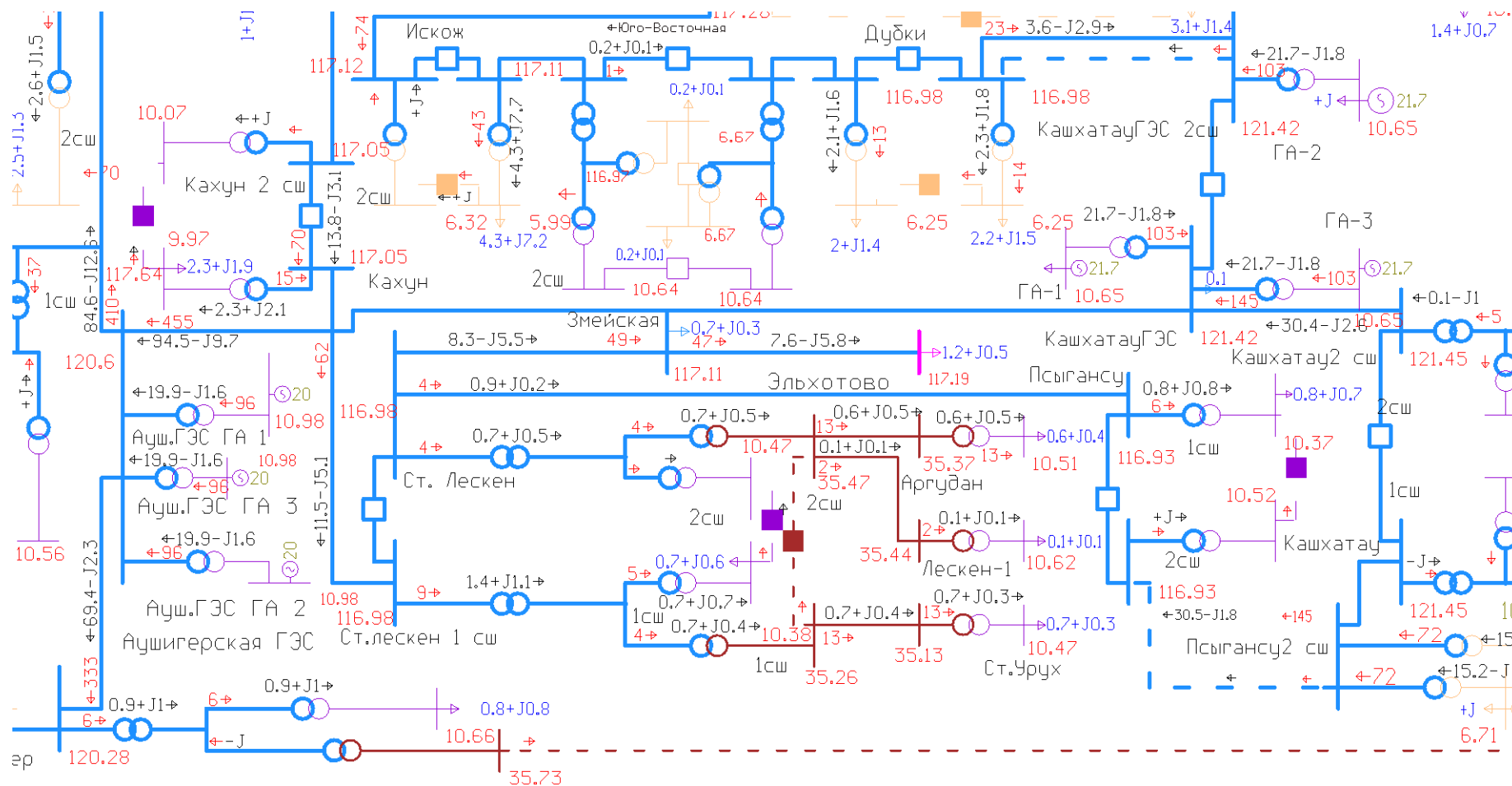


Рисунок 2.8.2.10. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети Кабардино-Балкарской Республики в режиме ПЭВТ 2021 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагизская ГЭС - Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС - Дубки (Л-102)

Таблица 2.8.2.1. Загрузка (авто)трансформаторов 330 кВ в характерных режимах 2021 года энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

№ п/п	Наименование питающего центра	Наименование АТ	S _{но} м, МВ	I _{ном} , А	Класс напряжения трансформатора, кВ	Зима макс, 2021 год				Лето макс, 2021 год			
						P, МВА	Q, МВар	I, А	I/I _{ном} , %	P, МВА	Q, МВар	I, А	I/I _{ном} , %
1.	ПС 330 кВ Прохладная-2	АТ-3	1x125	219	330	-62.0	-20.0	125.0	45.4	-40.0	-35.0	105.0	43.3
2.	ПС 330 кВ Прохладная-2	АТ-2	1x125	219	330	-62.0	-20.0	120.0	46.2	Текущий ремонт			
3.	ПС 330 кВ Баксан	АТ-1	1x125	219	330	-33.0	-12.0	59,0	32.2	Текущий ремонт			
4.	ПС 330 кВ Баксан	АТ-2	1x125	219	330	-33.0	-12.0	59,0	32.2	-27.0	-12.0	48,6	22.2
5.	ПС 330 кВ Нальчик	АТ-1	1x125	219	330	-70,24	-37,58	131,7	32.9	-31,8.0	-34,3	76,4	14.2

Таблица 2.8.2.2. Загрузка ЛЭП 35-330 кВ в характерных режимах 2021 года энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

№ п/п	Линия	Длит. доп., А		Зима макс, 2021 год				Лето макс, 2021 год			
		-7	+30	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/I _{ном} , %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/I _{ном} , %
1.	ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук	1000	1000	-85	93	220	22%	-30.0	25.0	65.0	6.5
2.	ВЛ 330 кВ Буденновск – Прохладная-2	1000	1000	-176	-35	332	33%	10.0	40.0	69.0	4.4
3.	КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	1754	1278	167	20	290	17%	-53.0	2.0	87,1.0	12
4.	КВЛ 330 кВ Алания – Прохладная-2	1000	1000	-103	27	184	18%	-10.0	-40.0	69.0	7.1
				-88	36	163	9%				
5.	ВЛ 330 кВ Баксан – Нальчик	1832	1335	-29	58	112	6%	92.0	-10.0	142,6	8.0
6.	ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	1832	1335	173	92	341	19%	118,9	12,7	201,4	4.3
7.	ВЛ 330 кВ Баксан – Прохладная-2	1832	1335	-18	22	49	3%	-13.0	22.0	41,8	5.5
8.	ВЛ 110 кВ Машук – Залукокоаже с отпайками (Л-1)	490	357	-4		20	4.08%	7.0	1.0	35.0	10.6

№ п/п	Линия	Длит. доп., А		Зима макс, 2021 год				Лето макс, 2021 год			
		-7	+30	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
9.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-Кызбурун-110 (Л-3)	580	423	-40	-23	233	40.17 %	-7.0	-19.0	102.0	25.8
10.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС-ЦРУ (Л-4)	580	423	-2	2	12	2.07%	2.0	2.0	13.0	3.3
11.	ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5)	580	423	26	-18	160	27.59 %	25.0	-6.0	131.0	33
12.	ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6)	580	423	-30	-18	179	30.86 %	-2.0	-15.0	76.0	19.2
13.	ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)	490	357		-2	13	2.65%	9.0	-9.0	66.0	19.8
14.	ВЛ 110 кВ Кахун – Старый Лескен (Л-9)	580	423	3	2	17	2.93%			4.0	1.1
15.	ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10)	580	423	35	-15	193	33.28 %	29.0	-5.0	147.0	37.1
16.	ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35)	600	573	-5	-1	28	4.67%	-2.0	2.0	13,8	2.8
17.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Баксан (Л-37)	600	479	-53	-29	301	50.17 %	-16.0	-10.0	95,3	42.2
18.	ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39)	490	357	-7	-10	62	12.65 %	17.0	-6.0	91.0	28.4
19.	ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40)	490	357	-9	2	48	9.80%	-27.0	1.0	137.0	42.7
20.	ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)	490	357	-24	-9	129	26.33 %	-1.0	-9.0	49.0	14.7
21.	ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)	400	357	-15	-4	79	19.75 %	-21.0	-1.0	105.0	31.4
22.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайкой ПС Котляревская (Л-85)	580	423	-28	-19	173	29.83 %	-12.0	-7.0	700	
23.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-Тяговая (Л-86)	630	479	-5	-2	27	4.29%	-2.0	-1.0	11.0	3.7
24.	ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)	490	357	11	8	69	14.08 %	-1.0	13.0	68.0	20.3

№ п/п	Линия	Длит. доп., А		Зима макс, 2021 год				Лето макс, 2021 год			
		-7	+30	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
25.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Прохладная-1 (Л-88)	600	479	-33	-21	195	32.50 %	-5.0	-5.0	36.0	33.7
26.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	600	479	-15	13	102	17.00 %	-5.0	8.0	47.0	10.4
27.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Нальчик-110 (Л-99)	630	573	-11	-11	86	13.65 %	-10.0	-5.0	56.0	17.6
28.	ВЛ 110 кВ ПТФ–Нальчик-Тяговая (Л-100)	490	357	-22	-8	122	24.90 %	-6.0	-8.0	53.0	11.9
29.	ВЛ 110 кВ Искож-Юго-Восточная	400	400	-7	-2	38	9.50%	7.0	1.0	35.0	
30.	ВЛ 110 кВ Дубки-Юго-Восточная	580	423	7	2	37	6.38%	-8.0	-1.0	40.0	
31.	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102)	580	423	-20	-7	109	18.79 %	-37.0	-7.0	187.0	47.3
32.	ВЛ 110 кВ Баксан – Баксан-110 (Л-103)	630	479	-29	-18	171	27.14 %	-3.0	-3.0	23,4	22
33.	ВЛ 110 кВ Нальчик – Водозабор (Л-104)	600	573	4	4	31	5.17%	-8.0	-4,3	44,8	9.1
34.	ВЛ 110 кВ Нальчик – Нальчик-110 (Л-105)	490	357	-44	-18	244	49.80 %	-25,1	-12,8	138.6	32.3
35.	ВЛ 110 кВ ПТФ – Заводская (Л-106)	580	423	8	5	50	8.62%	7.0	6.0	44.0	11.2
36.	ВЛ 110 кВ Заводская – Кахун (Л-107)	580	423	5	2	27	4.66%	5.0	4.0	31.0	7.8
37.	ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-109)	600	479	-7	-7	52	8.67%	1,3	-7,9	39,7	7.4
38.	ВЛ 110 кВ Нальчик-Тяговая – Искож (Л-111)	400	400	19	7	105	26.25 %	4.0	7.0	41.0	10.5
39.	ВЛ 110 кВ Малка – Каменноостская (Л-172)	490	357	-11	-8	70	12.07 %	-1.0		5.0	1.6
40.	ВЛ 110 кВ Баксан – Гунделен с отпайкой на ПС Плотина (Л-173)	320	320				0.00%	-1.0	0	3,2	6.4
41.	ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-174)	600	573	-14	-10	90	15.52 %	-2.0	2.0	13,8	

№ п/п	Линия	Длит. доп., А		Зима макс, 2021 год				Лето макс, 2021 год			
		-7	+30	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
42.	ВЛ 110 кВ ЦРУ – РМЗ (Л-175)	490	357	-3	-2	19	3.28%				
43.	ВЛ 110 кВ ЦРУ – РМЗ (Л-176)	490	357	-22	-2	113	23.06%				
44.	ВЛ 110 кВ Нальчик – ПТФ (Л-178)	580	423	-11	10	77	13.28%	0,1	-9,2	45,2	12
45.	ВЛ 110 кВ ЦРУ – Адыл-Су (Л-181)	490	357	9	-11	76	13.10%	-1.0		4.0	1.4
46.	ВЛ 110 кВ ЦРУ – Адыл-Су (Л-182)	490	357	-38	13	202	34.83%	-3.0	-1.0	17.0	5.4
47.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – ЗКИ (Л-183)	490	357	26	7	136	27.20%				
48.	ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – ЗКИ (Л-184)	490	357	-10	10	72	12.41%	-5.0	-15.0	79.0	19.4
49.	ВЛ 110 кВ Терек-2 – Верхний Акбаш (Л-185)	461	336	-10	-6	59	10.17%	-1.0		5.0	1.7
50.	ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская (Л-186)	580	423				0.00%	-1.0		4.0	
51.	ВЛ 110 кВ Майская – Терек-2 (Л-187)	580	423	-1		6	1.22%	-11.0	-8.0	69.0	17.5
52.	ВЛ 110 кВ Терек-2 – Муртазово-Тяговая (Л-188)	580	423	15	8	87	15.00%	-2.0	-1.0	13.0	3.3
53.	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189)	490	357	-11	-8	70	11.67%	-44.0	-4.0	217.0	65
54.	ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Кашхатау (Л-190)	580	423	-18.0	14.0	110	21.3	-3.0	1.0	14.0	3.6
55.	ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Кашхатау	580	423	15.0	-15.0	104		1.0	-2.0	14.0	
56.	ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу	580	423	-44.0	16.0	229		-31.0	4.0	154.0	
57.	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отп на ПС Аушигер (Л-192)	500	423	30.0	4.0	146	29.2	41.0	8.0	204.0	51.6
58.	ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193)	580	423	0.0	7.0	32	6.2	25.0	2.0	123.0	31.1
59.	ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203)	580	423	-4.0	-6.0	40	7.7	11.0	-6.0	63.0	15.8

№ п/п	Линия	Длит. доп., А		Зима макс, 2021 год				Лето макс, 2021 год			
		-7	+30	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
60.	ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209)	580	423	0.0	0.0	0	0	0.0	0.0	0	0
61.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС – Залукокоаже (Л-210)	490	357	-6.0	1.0	29	6.7	-9.0	-1.0	47.0	14.1
62.	КВЛ 110 кВ Баксанская ГЭС –Малка (Л-211)	580	423	19.0	8.0	98	19	19.0	9.0	108.0	27.4
63.	ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243)	600	479	-5.0	-7.0	45	7.6	5.0	-4.0	32.0	7.1
64.	ВЛ 35 кВ Чегем-2 – Лечинкай (Л-451)	296	296	-2,00	-1,00	40	13,5	-1.25	-1	25	8.6
65.	ВЛ 35 кВ Сармаково – Каменноостская (Л-454)	180	180	0,00	0,00	0	0,0	-1.00	-1	20	
66.	ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455)	100	100	-6,15	-4,00	123	123,1	-4.65	-3	93	93
67.	ВЛ 35 кВ Чалмас – Адыл-Су (Л-457)	100	100	0,00	0,00	0	0,0	0.00			
68.	ВЛ 35 кВ Адыл-Су – Героев Эльбруса (Л-458)	100	100	-2,30	-2,00	46	45,6	-1.55	-1	31	30.8
69.	ВЛ 35 кВ Соцгородок – Чалмас (Л-459)	100	100	-0,25	0,10	5	4,5	-0.45	1	9	9.5
70.	ВЛ 35 кВ Чегем-2 – Лечинкай (Л-460)	296	249	-5,85	-4,00	117	39,6	-5.10	-4	102	43.6
71.	ВЛ 35 кВ Лечинкай – Нижний Чегем (Л-461)	100	100	-0,30	0,12	6	5,6	-0.25		5	4.9
72.	ВЛ 35 кВ Баксан-110 – Баксаненок (Л-464)	272	272	-1,75	-1,00	35	12,9	-1.90	-1	38	13.9
73.	ВЛ 35 кВ Красная Нива – Александровская (Л-465)	200	200	-1,05	-1,00	21	10,6	-1.60	-1	32	16.1
74.	ВЛ 35 кВ Нарткала – Майская (Л-466)	271	197	-0,80	-1,00	16	6,4	0.00			
75.	ВЛ 35 кВ Старый Лескен – Аргудан (Л-467)	150	150	-1,30	-1,00	26	17,3	-0.85		17	8.9
76.	ВЛ 35 кВ Старый Лескен – Лескен-1 (Л-468)	200	200	-0,15	0,06	3	1,7	-1.00	-1	20	13.3
77.	ВЛ 35 кВ Старый Лескен – Старый Урух (Л-469)	190	190	-1,20	0,48	24	12,6	-0.40		8	7.6
78.	ВЛ 35 кВ Аушигер – Советская (Л-470)	100	100	-1,70	1,00	34	22,6	-0.75	-1	15	9.7
79.	ВЛ 35 кВ Советская – Кара-Су (Л-471)	100	100	-0,95	-1,00	19	18,6	0.00			
80.	ВЛ 35 кВ Майская – Пенькозавод (Л-472)	150	150	-1,65	-1,00	33	22,3	-1.50	-1	30	19.9
81.	ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская- ГЭС-3 (Л-473)	125	125	0,00	0,00	0	0,0	-2.45		49	39.2
82.	ВЛ 35 кВ Майская – Красная Нива (Л-474)	300	249	-1,60	-1,00	32	10,5	-2.15	-2	43	18.5
83.	ВЛ 35 кВ Баксан -35 – Крем-Константиновская (Л-475)	150	150	-0,75	0,30	15	9,7	-1.90	-1	38	25.5
84.	ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476)	150	150	0,00	0,00	0	0,0	0.00			
85.	ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477)	150	150	-8,15	-6,00	163	108,6	-6.85	-5	137	91.4
86.	ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Прималкинская (Л-478)	200	200	-2,10	-2,00	42	21,2	-2.95	-2	59	29.7

№ п/п	Линия	Длит. доп., А		Зима макс, 2021 год				Лето макс, 2021 год			
		-7	+30	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
87.	ВЛ 35 кВ Саратовская – Солдатская (Л-479)	100	100	-3,55	-2,00	71	70,5	-2.80	-2	56	56.2
88.	ВЛ 35 кВ Прималкинская – Заречная (Л-480)	150	150	-1,05	-1,00	21	13,7	-0.75	-1	15	10.2
89.	ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481)	150	150	-3,05	-2,00	61	40,5	-2.65	-2	53	35.6
90.	ВЛ 35 кВ Малка – Залукодес (Л-482)	150	150	-0,40	0,16	8	5,6	-1.25	-1	25	16.4
91.	ВЛ 35 кВ Малка – Сармаково (Л-483)	200	200	-1,50	-1,00	30	14,9	-1.35	-1	27	13.3
92.	ВЛ 35 кВ Терек-1 – Верхний Акбаш (Л-485)	100	100	-0,60	0,24	12	11,8	-0.15		3	2.6
93.	ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Куркужин (Л-488)	150	150	0,00	0,00	0	0,0	0.00			
94.	ВЛ 35 кВ Терек-1 – ЗАИ (Л-489)	100	100	-0,85	1,00	17	17,1	-1.50	1	30	30
95.	ВЛ 35 кВ Терек-2 – Терек-1 (Л-490)	100	100	-3,10	-2,00	62	62,4	-4.40	-3	88	88.3
96.	ВЛ 35 кВ ЗАИ – Александровская (Л-491)	100	100	0,00	0,00	0	0,0	0.00			
97.	ВЛ 35 кВ Верхний Акбаш – Нижний Курп (Л-493)	100	100	-0,90	-1,00	18	17,6	-0.85	-1	17	9.3
98.	ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Баксан-110 (Л-496)	150	150	-6,00	-4,00	120	80,1	-4.45	-5	89	59.4
99.	ВЛ 35 кВ Терек-110 (СОФ) – Терекская (Л-497)	100	100	0,00	0,00	0	0,0	0.00			
100.	ВЛ 35 кВ Терекская - Пенькозавод (Л-498)	100	100	-1,00	1,00	20	20,3	-0.95	1	19	18.9

2.5.3. Пониженные уровни надежности схем распределительных устройств подстанций

На подстанции ПС 110 кВ Водозабор энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики распределительные устройства представляют собой нетиповые схемы. В настоящее время схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Водозабор представляет собой нетиповую схему – 3 системы шин с перемычкой между 2 и 3 СШ 110 кВ, что усложняет эксплуатацию ПС. Также на данной ПС отсутствует ДЗШ 110 кВ. При существующей схеме РУ 110 кВ ПС 110 кВ Водозабор возникновение КЗ на системе шин 110 кВ ПС 110 кВ Водозабор влечет за собой полное погашение РУ 110 кВ Водозабор и присоединенных к ней ВЛ 110 кВ, а также 1 СШ 110 кВ и Т-1 ПС 110 кВ Баксан-110, что однозначно снижает надёжность работы данного энергорайона.

2.5.4. Итоговый перечень особенностей функционирования электрической сети напряжением 35 кВ и выше в Кабардино-Балкарской Республике

С учетом изложенного анализа сети 35-110 кВ энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики можно сделать вывод о следующих особенностях функционирования электрической сети 35-330 кВ Кабардино-Балкарской Республики:

- недостаточная пропускная способность трансформаторных связей ряда питающих центров 110 кВ в режиме N-1 (ремонт наибольшего по установленной мощности из трансформаторов подстанции);

- повышенная загрузка ряда воздушных линий электропередач 35-110 кВ при аварийных отключениях в ремонтных схемах (дефицит пропускной способности распределительной сети);

- наличие подстанций 110 кВ, выполненных по нетиповым, упрощенным схемам;

- наличие одотрансформаторных подстанций 35-110 кВ с отсутствием резервирования и подстанций, питающихся по одной ВЛ 35-110 кВ с односторонним питанием;

- наличие подстанций, на которых распределительные устройства содержат только отделители и короткозамыкатели;

- на ряде подстанций энергосистемы находится в работе оборудование, выработавшее нормативный ресурс, устаревание существующей инфраструктуры и необходимость её реконструкции и замены.

В таблице 2.8.4.1 приведены особенности функционирования электрических сетей Кабардино-Балкарской Республики 35 кВ и выше

Таблица 2.8.4.1. Особенности функционирования электрических сетей Кабардино-Балкарской Республики 35 кВ и выше

№ п/п	Особенности	Возможные технологические ограничения
1.	Дефицит пропускной способности распределительной сети 35 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети (перегрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) в нормальной схеме сети в режиме зимнего контрольного замера. Недопустимое снижение напряжения и токовая перегрузка части транзита Прохладная-1 – Ново-Полтавская – Баксан-35 – Баксан -110 при отключении головных участков)	ограничение электроснабжения потребителей
2.	Наличие подстанций 110 кВ с повышенной токовой загрузкой трансформаторов в режиме N-1– 9 шт.	Наличие центров питания 110 кВ с загрузкой трансформаторов при отключении одного из них (наибольшего по мощности) более 105%: ПС 110 кВ Баксан-110, ПС 110 кВ Долинск, ПС 110 кВ Кахун, ПС 110 кВ Майская, ПС 110 кВ Прохладная-1, ПС 110 кВ ПТФ, ПС 110 кВ Малка, ПС 110 кВ Нарткала, ПС 110 кВ Чегем-2
3.	ПС 110 кВ Водозабор. Нетиповая схема распределительного устройства 35 и 110 кВ	ПС 110 кВ Водозабор: в настоящее время схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Водозабор представляет собой нетиповую схему – 3 системы шин с перемычкой между 2 и 3 СШ 110 кВ, что усложняет эксплуатацию ПС. Также на данной ПС отсутствует ДЗШ 110 кВ. При существующей схеме РУ 110 кВ ПС 110 кВ Водозабор возникновение КЗ на системе шин 110 кВ ПС 110 кВ Водозабор влечет за собой полное погашение РУ 110 кВ Водозабор и присоединенные к ней ВЛ 110 кВ, а также 1 СШ 110 кВ и Т-1 ПС 110 кВ Баксан-110
4.	Подстанции, питающиеся по одной ВЛ 35-110 кВ с односторонним питанием – 29 шт.	Низкая надежность электроснабжения потребителей, из-за отсутствия резервирования возможно ограничение потребителей при отключении питающей ВЛ на следующих ПС: ПС 110 кВ В. Акбаш, ПС 110 кВ Екатериноградская, ПС 110 кВ Аушигер, ПС 110 кВ Герменчик, ПС 110 кВ Соцгородок, ПС 110 кВ Нейтрино, ПС 110 кВ Герменчик, ПС 110 кВ Плотина, ПС 35 кВ Акбаш-35, ПС 35 кВ Заречная, ПС 35 кВ Котляревская, ПС 35 кВ Н. Курп, ПС 35 кВ В. Курп, ПС 35 кВ Н. Ивановская, ПС 35 кВ Пролетарская, ПС

Таблица 2.8.4.1. Особенности функционирования электрических сетей Кабардино-Балкарской Республики 35 кВ и выше

№ п/п	Особенности	Возможные технологические ограничения
		35 кВ Дальняя, ПС 35 кВ Малакановская, ПС 35 кВ Ст. Урух, ПС 35 кВ Аргудан, ПС 35 кВ Лескен-1, ПС 35 кВ ЦСБ, ПС 35 кВ Кара-Су, ПС 35 кВ Баксаненок, ПС 35 кВ Джайлык, ПС 35 кВ Героев Эльбруса, ПС 35 кВ Чегет, ПС 35 кВ Чегем-1, ПС 35 кВ Каменка, ПС 35 кВ Нижний Чегем
5.	Однотрансформаторные ПС 35 - 110 кВ – 31 шт.	Низкая надежность электроснабжения потребителей, из-за отсутствия резервирования возможно ограничение потребителей при отключении трансформатора на следующих ПС: ПС 110 кВ Котляревская, ПС 110 кВ В. Акбаш, ПС 110 кВ Екатериноградская, ПС 110 кВ Аушигер, ПС 110 кВ Герменчик, ПС 110 кВ Соцгородок, ПС 110 кВ Плотина, ПС 110 кВ Герменчик, ПС 35 кВ Акбаш-35, ПС 35 кВ Терек-1, ПС 35 кВ Красная Нива, ПС 35 кВ Пенькозавод, ПС 35 кВ Терекская, ПС 35 кВ Заречная, ПС 35 кВ Н. Курп, ПС 35 кВ В. Курп, ПС 35 кВ Пролетарская, ПС 35 кВ Дальняя, ПС 35 кВ Малакановская, ПС 35 кВ Ст. Урух, ПС 35 кВ Аргудан, ПС 35 кВ Лескен-1, ПС 35 кВ ЦСБ, ПС 35 кВ Советская, ПС 35 кВ Кара-Су, ПС 35 кВ Баксаненок, ПС 35 кВ Чалмас, ПС 35 кВ Джайлык, ПС 35 кВ Каменка, ПС 35 кВ Лечинкай, ПС 35 кВ Нижний Чегем
6.	Подстанции, на которых установлены отделители и короткозамыкатели – 7 шт.	Пониженная надежность функционирования данного распреедустройства. Во время неблагоприятных погодных условий (гололед, мороз) значительно ухудшаются условия его эксплуатации и повышается количество отказов в работе. Отделители и короткозамыкатели установлены на следующих ПС: ПС 110 кВ В. Акбаш, ПС 110 кВ Герменчик, ПС 110 кВ РМЗ, ПС 110 кВ Нейтрино, ПС 110 кВ Герменчик, ПС 35 кВ Котляревская, ПС 35 кВ Лескен-1

3. Основные направления развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики

Электроэнергетика определяющим образом влияет на условия экономического и социального развития Кабардино-Балкарской Республики. Реализация инвестиционных проектов, эффективность работы предприятий и организаций, улучшение качества жизни людей, достижение практически всех целей стратегии развития экономики Кабардино-Балкарской Республики зависит от надежного, сбалансированного и безопасного функционирования электроэнергетики.

3.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики

Анализ ситуации в топливно-энергетическом комплексе свидетельствует о том, что пропускная способность электросетевого хозяйства достаточно высокая. К проблемам можно отнести высокий износ электросетевого и энергетического оборудования.

Главной целью функционирования и развития электроэнергетической инфраструктуры Кабардино-Балкарской Республики является создание благоприятных условий социально-экономического развития Кабардино-Балкарской Республики, повышение конкурентоспособности и устранение инфраструктурных ограничений и рисков развития всех видов деятельности на территории Кабардино-Балкарской Республики.

В соответствии с этим определяются две группы стратегических задач в части электроэнергетической инфраструктуры и энергообеспечения:

эффективное развитие электроэнергетической инфраструктуры;

повышение эффективности производства, передачи, использования энергии и развитие энергосбережения.

Приоритетные задачи первой группы определяются исходя из понимания существующей и прогнозируемой структуры ее экономики, значимости надежного энергоснабжения для населения Кабардино-Балкарской Республики, сфер его жизни, для развития и модернизации базовых отраслей промышленности и перехода к инновационному пути развития.

В таблице 3.1.1. представлены важнейшие приоритетные задачи развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики.

Приоритеты второй группы задач связаны с необходимостью использования резервов энергосбережения, эффективности использования энергии потребителями Кабардино-Балкарской Республики, использованием возобновляемых источников энергии и согласуются с федеральной политикой снижения энергоемкости ВВП страны.

Таблица 3.1.1. Приоритетные задачи развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики

Приоритетные задачи	Направления решения
Обеспечение надежности электроснабжения потребителей	Развитие общесистемных функций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в рамках ОЭС Юга и ЕЭС России в целом в соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года; согласование планов и приоритетов развития Кабардино-Балкарской Республики с ПАО «ФСК ЕЭС» и другими компаниями, выполняющими функции операторов в области генерации, транспортировки и распределения электрической и тепловой энергии на территории Кабардино-Балкарской Республики; учет потребностей Кабардино-Балкарской Республики в долгосрочных инвестиционных программах операторов электроэнергетической инфраструктуры, при заключении договоров с генерирующими компаниями на поставку мощности, при разработке планов модернизации их энергетической инфраструктуры
Повышение эффективности функционирования объектов электроэнергетики	Разработка и реализация региональной политики энергоэффективности в соответствии с концепцией повышения энергоэффективности Российской Федерации, в том числе путем конкретизации целевых индикаторов энергоэффективности и их мониторинга, сравнения с лучшими отраслевыми показателями (бенчмаркинг); проведение тарифной политики, стимулирующей сокращение потерь электрической и тепловой энергии в сетях, снижение удельных расходов топлива на тепловых электростанциях путем внедрения современного высокоэкономичного оборудования
Обеспечение доступности энергоснабжения всем потребителям, включая малый и средний бизнес, сельские, удаленные и изолированные районы	Опережающее развитие сетевой инфраструктуры электроснабжения; развитие на территории Кабардино-Балкарской Республики рассредоточенных систем энергетики (локальных энергосистем) с использованием возобновляемых источников энергии
Сдерживание роста всех видов экологической нагрузки	Разработка и реализация мер экологической политики, регламентирующих и регулирующих развитие электроэнергетики, обеспечивающих минимизацию воздействия энергетических объектов на окружающую среду и потенциальные угрозы

Приоритеты эффективности использования электроэнергии и других видов энергоресурсов распространяются на все сферы производственного и бытового потребления, предполагают стимулы и возможности оптимизировать способы и качество энергоснабжения, включая:

установление запретов на использование энергорасточительных технологий;

стимулирование использования всеми потребителями экологических и энергоэффективных технологий и возобновляемых источников энергии;

- поддержка практики энергетического аудита;
- обеспечение прямой поддержки со стороны государства реализации инвестиционных проектов в энергетической сфере, предусматривающих внедрение энергосберегающих технологий нового поколения;
- развитие автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии розничного рынка;
- реализация специальных мер по повышению энергетической эффективности жилищно-коммунального комплекса;
- активизация всего потенциала организационного и технологического энергосбережения, составляющего до 40% общего объема внутреннего энергопотребления;
- активизация организационного и технологического потенциала энергосбережения.

Меньшая электроемкость ВРП будет содействовать повышению эффективности экономики Кабардино-Балкарской Республики за счет получения большего полезного эффекта при использовании того же количества электроэнергии.

3.2. Прогнозы потребления нагрузки

Целью настоящего раздела является прогнозная оценка роста электрических нагрузок подстанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на период до 2027 года.

Определение электрических нагрузок необходимо для решения большинства вопросов, возникающих при проектировании развития энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, из них выбор значения и структуры генерирующих мощностей электростанций, напряжения и схемы электрической сети, основного электрооборудования, расчетов электрических режимов работы сети и др.

Основной принцип определения перспективных нагрузок подстанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, применяемый в настоящей работе, основан на сочетании двух способов: прямого счета для концентрированных потребителей и статистического подхода при определении распределенной нагрузки.

Концентрированные потребители учитывались индивидуально и были распределены по соответствующим подстанциям. Для распределенной нагрузки, к которой относится коммунально-бытовая нагрузка города и села, расчетом на основании намеченных объемов застройки. В работе величина распределенной нагрузки определена так же коэффициентом роста за предшествующий период, который корректировался на проектный период пропорционально изменению темпов роста электропотребления на рассматриваемые этапы.

Экстраполированная распределенная нагрузка каждой подстанции просуммирована с концентрированной. Суммарная нагрузка всех подстанций была сопоставлена с прогнозированной максимальной нагрузкой энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики и затем произведена

соответствующая корректировка (в первую очередь – концентрированных потребителей).

3.2.1. Анализ заключенных договоров на технологическое присоединение потребителей

Оценка ожидаемых приростов электрических нагрузок энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики выполнена с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям.

К концентрированным потребителям относятся крупные жилые комплексы, крупные промышленные комплексы, тяговые ПС электрифицированных железных дорог и др. К распределенной нагрузке относятся остальные промышленные предприятия и сельскохозяйственное производство и коммунально-бытовая нагрузка. Граничная минимальная нагрузка для отнесения к концентрированному потребителю принимается такой, чтобы в группу распределенной нагрузки не попали потребители, существенно влияющие на суммарную нагрузку ПС. В Кабардино-Балкарской Республике к концентрированным могут быть отнесены потребители с нагрузкой 0,67 МВт и более.

Придерживаясь этого принципа, в Кабардино-Балкарской Республике можно выделить следующих потребителей, которые составляют группу концентрированных нагрузок с электрическими нагрузками, указанными в ТУ на ТП и договорах ТП (таблица 3.2.1.1).

Таблица 3.2.1.1. Перечень потребителей с заявленной мощностью 670 кВт и выше с заключенными договорами на технологическое присоединение

**Таблица 3.2.1.1. Перечень потребителей с заявленной мощностью
670 кВт и выше с заключенными договорами на технологическое присоединение**

Наименование потребителя	Максимальная мощность энергопринимающих устройств в соответствии с ТУ на ТП, кВт	Наименование энергопринимающего устройства	Местонахождение энергопринимающих устройств	Точки присоединения энергопринимающих устройств (наименование ПС)	Год ввода	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения потребителей
ООО «Каббалкгипс»	6560	промплощадка	КБР, Эльбрусский район, г. Тырныауз	ПС 110 кВ Каббалкгипс	2022	Договор ТП от 16.09.2011 № 528/2011. ТУ от 16.06.2011 № 228р (изм в ТУ № 1 от 10.06.2014, изм в ТУ № 2 от 24.10.2016, изм в ТУ №3 от 08.02.2019
ООО Промышленный комплекс «Этана»	10650	завод чистых полимеров	КБР, Майский район	ПС 110 кВ Этана	2022	Договор ТП от 16.07.2012 № 233/2012. ТУ от 19.06.2018 № 792р, изм. от 02.10.2020
МУП «Каббалккоммунэнерго» (сеть-сеть)	2000	для энергоснабжения автовокзала «Северный»	г. Нальчик, выезд из г.Нальчик, в сторону Пятигорска	ПС 110 кВ СКЭП	2022	договор ТП от 02.06.2017 № 238/2017 г. Т от 16.02.2017 № 670, изм. 03.03.2020
МУП «Каббалккомм	2000 (существую-	школа на 1224 места	г. Нальчик	ПС 110 кВ Долинск	2022	Договор ТП от 11.10.2018

**Таблица 3.2.1.1. Перечень потребителей с заявленной мощностью
670 кВт и выше с заключенными договорами на технологическое присоединение**

Наименование потребителя	Максимальная мощность энергопринимающих устройств в соответствии с ТУ на ТП, кВт	Наименование энергопринимающего устройства	Местонахождение энергопринимающих устройств	Точки присоединения энергопринимающих устройств (наименование ПС)	Год ввода	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения потребителей
ун-энерго» (сеть-сеть)	1200 кВт)					№ 465/2018. ТУ от 27.07.2018 № 5583/2018/КБФ/Н АЛРЭС
ООО «Ставропольский фермер»	2000 (существующая Р _{max} - 110 кВт)	мясо- хладобойня	Кировский район, пос. Прогресс, ул. Комсомольская, 1.	ПС 110 кВ Малка	2022	Договор ТП от 29.12.2018 № 658/2018. ТУ от № 6212/2018/КБФ/Н АЛРЭС от 29.11.2018, изм от 24.01.2022
Балагов Руслан Борисович	1000	многоквартирные дома	г. Нальчик, ул. Тлостанова	ПС 110 кВ Долинск	2022	Договор ТП от 29.03.2019 №71/2019, ТУ от 26.02.2019 № 6431/2019/КБФ/НАЛ РЭС, изм. от 27.05.2020, от 14.04.2022
ООО «Сады Нальчика»	1200	фруктохранилище	г. Нальчик, ул. Кабардинская	ПС 110 кВ ПТФ	2023	Договор ТП от 11.04.2019 №80/2019, ТУ

Таблица 3.2.1.1. Перечень потребителей с заявленной мощностью 670 кВт и выше с заключенными договорами на технологическое присоединение

Наименование потребителя	Максимальная мощность энергопринимающих устройств в соответствии с ТУ на ТП, кВт	Наименование энергопринимающего устройства	Местонахождение энергопринимающих устройств	Точки присоединения энергопринимающих устройств (наименование ПС)	Год ввода	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения потребителей
						от 20.03.2019 № 6631/2019/КБФ/Н АЛРЭС
ООО «АММИК - ГТГ»	1200	торговый центр «Горный»	г. Нальчик, ул. Кирова, дом № 5, корпус «Б»	ПС 110 кВ Долинск	2022	Договор ТП от 26.05.2020 № 8857/2020/КБФ/Н алРЭС, ТУ от 18.05.2020 № 8857/2020/КБФ/Н алРЭС
ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	14000	горнорудный комбинат	г. Тырныауз, площадка рудника «Молибден»	ПС 110 кВ Вольфрам - новая	2022	Договор ТП от 02.12.2020 № 8484/2020/КБФ/ НалРЭС, ТУ от 16.04.2020 № 8484/2020/КБФ/ НалРЭС
ООО «Овощи Юга»	5000	Производственное здание по переработке с/з продукции	с. Пролетарское, пер. Пролетарский, объект по первичной переработке сельскохозяйств	ПС 330 кВ Прохладная- II	2022	Договор ТП не заключен. ТУ от 15.06.2020 № 8721/2020/КБФ/НалРЭС, с изм. от 19.10.2021; (Договор ТП

**Таблица 3.2.1.1. Перечень потребителей с заявленной мощностью
670 кВт и выше с заключенными договорами на технологическое присоединение**

Наименование потребителя	Максимальная мощность энергопринимающих устройств в соответствии с ТУ на ТП, кВт	Наименование энергопринимающего устройства	Местонахождение энергопринимающих устройств	Точки присоединения энергопринимающих устройств (наименование ПС)	Год ввода	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения потребителей
			ен-ных культур			№ 703/ТП – М5. ТУ от 23.09.2021 ПАО «ФСК ЕЭС»)
ООО «Урухский»	1000	ЭПУ освещения и производственного оборудования сельскохозяйственного объекта	Лескенский район, с. Урух, южнее от центра села	ПС 35 кВ Старый Урух (центр питания – ПС 110 кВ Старый Лескен)	2022	Договор от 11.01.2021 № 10740/2020/КБФ/НалРЭС, ТУ от 24.12.2020 № 10740/2020/КБФ/НалРЭС
А.Н. Шогенов	1000	МКД	г.Нальчик, ул. Мусукаева, б/н	ПС 110 кВ Телемеханика-1	2022	Договор от 24.06.2021 № 12078/2021/КБФ/НалГЭС, ТУ от 25.05.2021 № № 12078/2021/КБФ/НалГЭС
ИП Теуважуков З.Х.	1000	МКД	г. Нальчик, ул. Тарчокова, д. 52	ПС 110 кВ Долинск	2022	Договор от 12.07.2021 № 12616/2021/КБФ/НалГЭС

**Таблица 3.2.1.1. Перечень потребителей с заявленной мощностью
670 кВт и выше с заключенными договорами на технологическое присоединение**

Наименование потребителя	Максимальная мощность энергопринимающих устройств в соответствии с ТУ на ТП, кВт	Наименование энергопринимающего устройства	Местонахождение энергопринимающих устройств	Точки присоединения энергопринимающих устройств (наименование ПС)	Год ввода	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения потребителей
						ТУ от 08.07.2021 12616/2021/КБФ/Нал ГЭС
ООО «СтройГрупп-07»	4000	МКД	г. Нальчик, ул. Кабардинская	ПС 110 кВ Искож	2022	Договор от 13.09.2021 № 33768/2021/КБФ/ НалРЭС, ТУ на ТП № 33768/2021/КБФ/ НалГЭС от 09.09.2021
АО «КАВКАЗ.РФ»	17,909	ВТРК Эльбрус	Эльбрусский район, вблизи села Терскол, гора Эльбрус, поляна Азау	ПС 110 кВ Адыл-Су	2023- 7,662 МВт, 2026 - 10,247 МВт	Договор ТП от 15.03.2022 № 34651/2021/КБФ/ ЭльБРЭС, ТУ от 08.12.2021 № 34651/2021/КБФ/ ЭльБРЭС
ООО «КФ «Жако»	1,5	кондитерская фабрика	г. Нальчик, 1-й Пром. проезд, 14	ПС 110 кВ Искож	2022	Договор от 29.03.2022 № 35293/2021/КБФ/ НалРЭС, ТУ от 04.03.2022 № 35293/2021/КБФ/ НалРЭС

Динамика потребления электроэнергии и мощности
крупными потребителями Кабардино-Балкарской Республики
на пятилетний период

Анализ планов развития и годового электропотребления
и перспективной максимальной нагрузки крупных потребителей электроэнергии на
2022 - 2027 годы, осуществляемый на основании результатов их опроса филиалом
публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго»,
представлен в таблицах 3.2.2.1, 3.2.2.2.

Таблица 3.2.2.1. Годовой объем электропотребления крупных потребителей
электроэнергии Кабардино-Балкарской Республики
на 2022-2027 годы

№ п/п	Наименование потребителя	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт*ч					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	ООО «Гласс Технолоджис»	Производство стеклоизделий	1464 2	14939	15550	15695	15832	15969
2.	АО «Халвичный завод «Нальчикский»	Производство пищевой продукции	8272	8440	8785	8867	8944	9021
3.	ОАО «Гидрометаллур г»	Производство металлургическое	5662	5777	6013	6069	6122	6175
4.	АО «Агро-Ком»	Выращивание овощей, бахчевых, корнеплодных и клубнеплодных культур, грибов и трюфелей	1395 8	14241	14823	14961	15091	15221
5.	ЗАО «Эрпак»	Производство бумажных изделий	4468	4559	4745	4789	4831	4873
6.	ООО «ДЕЯ»	Торговля оптовая, кроме оптовой торговли автотранспортным и средствами и мотоциклами	3837	3915	4075	4113	4149	4185
7.	Институт ядерных исследований РАН	Научные исследования и разработки	4405	4494	4678	4722	4763	4804
8.	ООО «Велес- Агро»	Разведение сельскохозяйствен ной птицы	2440	2490	2592	2616	2639	2662
9.	ООО «Алика-К»	Розничная торговля пищевыми продуктами	2765	2821	2936	2963	2989	3015
10.	ООО «ДЕКС»	Производство	4834	4932	5134	5182	5227	5272

№ п/п	Наименование потребителя	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт*ч					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
		готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования						
11.	ООО КФ «Жако»	Производство хлебобулочных изделий	1972	2012	2094	2113	2131	2149
12.	ОАО «Автозапчасть»	Производство частей и принадлежностей автомобилей и их двигателей	4460	4551	4737	4781	4823	4865
13.	ИП Ромащенко А.В.	Производство готовых кормов для домашних животных	3151	3215	3346	3377	3406	3435

Таблица 3.2.2.2. Максимальная прогнозная нагрузка крупных потребителей электроэнергии Кабардино-Балкарской Республики на 2022-2027 годы

№ п/п	Наименование потребителя	Вид деятельности	Максимальная активная мощность, МВт					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	ООО «Гласс Технолоджис»	Производство стеклоизделий	2,103	2,13	2,185	2,205	2,218	2,218
2.	АО «Халвичный завод «Нальчикский»	Производство пищевой продукции	1,188	1,203	1,234	1,245	1,252	1,252
3.	ОАО «Гидрометаллур г»	Производство металлургическ ое	0,813	0,824	0,845	0,853	0,858	0,858
4.	АО «Агро-Ком»	Выращивание овощей, бахчевых, корнеплодных и клубнеплодных культур, грибов и трюфелей	2,005	2,031	2,084	2,103	2,116	2,116
5.	ЗАО «Эрпак»	Производство бумажных изделий	0,641	0,649	0,666	0,672	0,676	0,676
6.	ООО «ДЕЯ»	Торговля	0,552	0,559	0,574	0,579	0,582	0,582

№ п/п	Наименование потребителя	Вид деятельности	Максимальная активная мощность, МВт					
			2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
		оптовая, кроме оптовой торговли автотранспортн ыми средствами и мотоциклами						
7.	Институт ядерных исследований РАН	Научные исследования и разработки	0,632	0,64	0,657	0,663	0,667	0,667
8.	ООО «Велес- Агро»	Разведение сельскохозяйст венной птицы	0,35	0,355	0,364	0,367	0,369	0,369
9.	ООО «Алика-К»	Розничная торговля пищевыми продуктами	0,397	0,402	0,412	0,416	0,418	0,418
10.	ООО «ДЕКС»	Производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования	0,694	0,703	0,721	0,727	0,731	0,731
11.	ООО КФ «Жако»	Производство хлебобулочных изделий	0,283	0,287	0,294	0,297	0,299	0,299
12.	ОАО «Автозапчасть»	Производство частей и принадлежност ей автомобилей и их двигателей	0,64	0,648	0,665	0,671	0,675	0,675
13.	ИП Ромашенко А.В.	Производство готовых кормов для домашних животных	0,452	0,458	0,47	0,474	0,477	0,477

Прогноз потребления электроэнергии и мощности
Кабардино-Балкарской Республики на пятилетний период

Расчет электрических нагрузок ПС энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики до 2027 года выполнен с помощью изложенного методологического приема, т.е. прямым счетом для концентрированных потребителей и статистического подхода при определении распределенной нагрузки.

По концентрированным потребителям информация получена из ТУ на ТП и договоров ТП на присоединение новых либо развивающихся существующих потребителей и приведена в таблице 3.2.1.1. Конкретная информация, представленная в договорах на технологическое присоединение потребителей, была проанализирована, учтена индивидуально и распределена по соответствующим подстанциям

Суммарная электрическая нагрузка всех ПС сопоставлена с прогнозированной максимальной нагрузкой энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, принятой согласно Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 28 февраля 2022 г. № 146 (далее – СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы).

При несовпадении выполнена соответствующая корректировка.

При расчете электрических нагрузок использованы так называемые режимные коэффициенты:

для определения максимальной электрической нагрузки ПС в период прохождения максимума нагрузки энергосистемы применяются коэффициенты попадания в максимум энергосистемы км, принятый равным 0,9;

реактивная составляющая электрической нагрузки принималась в зависимости от точки присоединения потребителя к электрической сети с $\text{tg}\varphi=0,4$ (для напряжения 6-10 кВ и 35 кВ) или $\text{tg}\varphi=0,5$ (для напряжения 110 кВ) согласно приказу Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

Полученная таким образом предварительная перспективная нагрузка действующих подстанций была перераспределена с учетом появления к расчетному периоду вновь сооружаемых подстанций.

Распределение электрической нагрузки между ПС энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики соответствует прогнозной оценке суммарного собственного максимума энергосистемы.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности по энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики на 2022 – 2027 годы соответствует СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы и представлен в таблице 3.2.3.1.

Таблица 3.2.3.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики на 2022 - 2027 годы

Показатели	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Потребление электроэнергии	млн кВт*ч	1800	1900	1900	1900	1900	1900
Годовые темпы	%	1,4	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0

Показатели	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
прироста							
Собственный максимум потребления	МВт	318	319	320	321	322	324
Годовые темпы прироста	%	8,90	0,31	0,31	0,31	0,31	0,62

Среднегодовые темпы прироста потребления электроэнергии и мощности за 2022 - 2027 годы составят 1,17 % и 1,80 % соответственно.

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Согласно информации о планах собственников по строительству генерирующего оборудования, представленной в СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы, в 2024 году планируется ввод Черекской ГЭС (ПАО «РусГидро») мощностью 23,4 МВт (ТУ № 34789/2021/КБФ/ЧерРЭС на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» от 01.02.2022). В соответствии с ТУ на ТП ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР» осуществляет строительство Черекской ГЭС с установкой 3 гидрогенераторов максимальной мощностью по 7,8 МВт каждый с присоединением к РУ-10 кВ. Сооружение РУ-110 кВ и РУ-10 кВ с установкой одного силового трансформатора 110/10 кВ мощностью 32 МВА, РУ-110 кВ выполняется по типовой схеме 110-6 «Заход - выход». Выдача мощности в электрическую сеть будет осуществляться по двухцепной ВЛ 110 кВ от РУ-110 кВ Черекской ГЭС проводом АС-185 ориентировочной протяженностью 0,83 км с переходом через устье реки, присоединяемой в расщелку ВЛ 110 кВ Зарагужская ГЭС – Псыгансу в пролете опор № 37-38 с образованием двух новых ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу и ВЛ 110 кВ Зарагужская ГЭС – Черекская ГЭС. ВЛ 110 кВ будет строить сетевая организация за счет стоимости платы за технологическое присоединение. В 2027 году планируется ввод Верхнебаксанской МГЭС (ПАО «РусГидро») мощностью 23,2 МВт. Информация представлена в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1. Перечень новых генерирующих объектов в Кабардино - Балкарской Республике до 2027 года

Наименование электростанции	Номер блока	Компания	Год ввода	Вводимая мощность	Обоснование
Новое строительство					

Черекская ГЭС (ПАО «РусГидро»)	3 гидротурбины	ПАО «РусГидро»	2024	23,4	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы
Верхнебаксанская МГЭС (ПАО «РусГидро»)	4 гидротурбины	ПАО «РусГидро»	2027	23,2	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы

Анализ прогнозного баланса электроэнергии и мощности
на пятилетний период

Общая оценка перспективной балансовой ситуации на пятилетний период энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики приведена в таблицах 3.4.1-3.4.2 В качестве прогноза потребления электроэнергии и мощности принят прогноз, разработанный в СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы.

Таблица 3.4.1. Баланс электроэнергии по территории
Кабардино-Балкарской Республики на 2022-2027 годы, млрд кВт*ч

Показатели	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Потребление электроэнергии	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Выработка электроэнергии	0,401	0,701	0,701	0,801	0,801	0,801
в том числе:						
ГЭС	0,400	0,700	0,700	0,800	0,800	0,800
ТЭС	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Сальдо-переток	1,4	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1

Таблица 3.4.2. Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Кабардино-Балкарской Республики за 2022-2027 годы, МВт

Показатели	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Максимум потребления мощности	318	319	320	321	322	324
Установленная мощность,	220,1	220,1	243,5	243,5	243,5	266,7
в т.ч.:						
ГЭС	198,1	198,1	221,5	221,5	221,5	244,7
ТЭС	22	22	22	22	22	22

Перспективы развития (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства Кабардино-Балкарской Республики на 2022-2027 годы

Реконструкция электросетевых объектов на основании имеющихся актов технического освидетельствования

В соответствии с письмом филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 26.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/1027 «О включении объектов в СиПР КБР 2023-2027» (приложение № 7) в филиале публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» в 2022-2023 годах на основании информации по вводу и реконструкции электросетевых объектов в рассматриваемый период в соответствии с инвестиционной программой публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@, выданных технических условий и заключенных договоров на технологическое присоединение потребителей, а также имеющихся актов технического освидетельствования планируется реконструкция следующих электросетевых объектов, имеющих значения индекса технического состояния оборудования 70 и ниже:

- ПС 110 кВ Долинск
- ПС 110 кВ Чегем-2
- ПС 110 кВ Водозабор
- ПС 110 кВ Герменчик
- ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – СКЭП (Л-39)
- ВЛ 110 кВ СКЭП – Телемеханика-1 (Л-40)
- ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41)
- ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42)
- ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87)
- ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)
- ПС 35 кВ Чегет

Реконструкция ПС 110 кВ Долинск

На основании акта ТО от 15.08.2019, а также в соответствии с письмом филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 26.04. 2022 № МР8/КБФ/01-00/1027 «О включении объектов в СиПР КБР 2023-2027» (приложение № 7) в 2023 году планируется реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой следующего оборудования:

- замена существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 мощностью 3*25 МВА на два новых силовых трансформатора без увеличения суммарной мощности трансформаторов;
- замена масляных выключателей 110 кВ;
- замена разъединителей 110 кВ;
- замена отделителя 110 кВ;
- замена ячеек 6-10 кВ на, порталных стоек ОРУ 110 кВ
- полная реконструкция с заменой существующего оборудования на цифровые аналоги.

ПС 110 кВ Долинск введена в эксплуатацию в 1975 году. На данной подстанции установлены три силовых трансформатора мощностью по 25 МВА. Трансформаторы с расщепленной обмоткой, каждая мощностью 12,5 МВА. Силовые трансформаторы Т-1, Т-2 типа ТРДН-25000/110-VI, 1987 и 1980 годов выпуска соответственно отработали нормативный срок службы 25 лет. Силовой трансформатор Т-3 типа ТРДН-25000/110-VI 2010 года выпуска.

Оборудование ПС 110 кВ Долинск находится в неудовлетворительном состоянии, привода к разъединителям, а также блокировка разъединителей имеют

металлические детали, которые в процессе длительной эксплуатации под воздействием атмосферных явлений подвергались коррозии, нет требуемой надежности. Разъединители 110 кВ и отделитель ОД-110 кВ отработали более 25 лет и имеют значительный износ деталей. Ячейки 6-10 кВ типа К-ХП имеют значительный износ основных узлов.

В связи с активным строительством в юго-западной и центральной частях г. Нальчика, электрические сети классом напряжения 6–10 кВ испытывают существенные нагрузки. В стадии строительства находится более 900 тыс. кв. м. жилья, предусматривается строительство обширной социальной инфраструктуры, включая школы, поликлиники и детские сады. Данная ситуация сложилась на протяжении последнего десятилетия.

Реконструкция ПС 110 кВ Чегем – 2

На основании акта ТО от 20.08.2019, а также в соответствии с письмом филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 26.04. 2022 № МР8/КБФ/01-00/1027 «О включении объектов в СиПР КБР 2023-2027» (приложение № 7) в 2023 году планируется реконструкция ПС 110 кВ Чегем-2 с заменой следующего оборудования:

замена существующих трансформаторов мощностью 2*16 МВА на новые трансформаторы 2*16 МВА;

замена масляных выключателей 35-110 кВ, разъединителей 35-110 кВ, ячеек 10 кВ на, порталных стоек ОРУ 110 кВ;

полная реконструкция с заменой существующего оборудования на цифровые аналоги.

ПС 110 кВ Чегем-2 находится в эксплуатации с 1987 года. В цепи ВЛ 110 кВ Кызбурун-110 – Чегем-2 (Л-6), ВЛ 110 кВ Чегем-2 – Нальчик-110 (Л-203) и секционного выключателя ПС 110 кВ Чегем-2 установлены выключатели ВМТ-110 и ММО-110, которые выработали свой коммутационный ресурс, имеют низкую надежность при эксплуатации и требуют значительных затрат при эксплуатации. Тяги разъединителей, арматура каркаса имеют коррозионный износ. Привода к разъединителям, а также блокировка разъединителей имеют металлические детали, которые в процессе длительной эксплуатации под воздействием атмосферных явлений подвергались коррозии, нет требуемой надежности. Контактная система имеет механические выработки, а также сильное окисление алюминиевых контактов. Разъединители отработали более 25 лет и имеют значительный износ деталей. Также при производстве переключений разъединителями 110 кВ с ручными приводами имеется опасность разрушения и падения изоляционных колонок

и травмирования оперативного персонала. Также в схеме трансформатора Т-1, а также в линии 35 кВ установлены два выключателя марки С-35М. Выключатели 1987 выпуска выработали свой коммутационный ресурс, имеют низкую надежность при эксплуатации и требуют значительных затрат при эксплуатации. При внешнем осмотре обнаружены следы сколов фарфоровой изоляции, нарушение целостности армировочных швов, окисление контактных соединений, отслоение медных напаяек на алюминиевых контактных ножах. Кроме того, из-за длительной эксплуатации наблюдается перекос тяг приводов разъединителей, что может привести к возникновению аварийной ситуации при производстве оперативных переключений. Ячейка КРУН-10 кВ типа К-59 подвержена коррозии. Кроме того, при вкатывании и выкатывании выкатных элементов происходят перекосы.

Релейная защита на фидерах 35-110 кВ выработала свой ресурс, имеются частые отказы при аварийных ситуациях, что значительно влияет на надежность электроснабжения потребителей. Требуется замена сети освещения подстанции.

Аккумуляторная батарея смонтирована и введена в работу в 2005 году. Согласно ТУ № Vb/HAWKER/АЭС-0500-01, срок службы которой составляет 12 лет. В связи с истекшим сроком эксплуатации аккумуляторная батарея требует замены. Также предпосылками для ее замены служат выявленные в ходе технических обслуживаний дефекты, такие как снижение плотности элементов № 1 и 24, демонтирован 33 элемент в связи с повреждением (трещина в корпусе). Зарядные устройства дают частые сбои, связанные с физическим износом деталей и их выходом из строя, выходные характеристики не соответствуют современным требованиям РЗА и техническим требованиям эксплуатации АБ.

Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор

На основании акта ТО от 10.09.2018 № 55, а также в соответствии с письмом филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 26.04. 2022 № МР8/КБФ/01-00/1027 «О включении объектов в СиПР КБР 2023-2027» (приложение № 7) в 2022 году планируется реконструкция ПС 110 кВ Водозабор с заменой следующего оборудования:

реконструкция ОРУ 110 кВ по типовой схеме 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и перемычкой со стороны линии» с заменой 3-х масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели; замена силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на два новых силовых трансформатора мощностью 6,3 МВА.

ПС 110 кВ Водозабор (год ввода - 1982) является источником электроснабжения ответственных потребителей МУП «УК «Водоконал». На ПС 110 кВ Водозабор в настоящее время установлены два силовых трансформатора: типа ТМН-6300/110/6 мощностью 6,3 МВА 1982 года выпуска. Питание ПС 110 кВ Водозабор осуществляется по ВЛ 110 кВ Баксан-110 – Водозабор (Л-243), ВЛ 110кВ Водозабор – Нальчик (Л-104). Первичная схема выполнена по не типовой схеме с двумя линейными выключателями МВ Л-243, МВ Л-104, с обходным выключателем МВ М-2 (соединяющий в нормальном режиме I СШ 110 кВ и III СШ 110 кВ) и перемычкой 110 кВ (соединяющий в нормальном режиме II СШ 110 кВ и III СШ 110 кВ).

Масляные выключатели Л-243, Л-104, М-2 типа ММО-110-1250-20 эксплуатируются с 1982 года запасные части к выключателям данного типа более дефицитные и дорогие в сравнении с выключателями аналогичного типа. В частности, катушка отключения ММО-110 закупается ориентировочно по цене 61 845 руб., аналогичная катушка на МКП-110 стоит 1 878 руб., на ВМТ-110 стоит 1 321 руб. Такое соотношение наблюдается и по остальным запчастям к выключателям 110 кВ.

На данный момент тяги разъединителей, арматура каркаса имеют коррозионный износ. Привода к разъединителям, а также блокировка разъединителей имеют металлические детали, которые в процессе длительной эксплуатации под воздействием атмосферных явлений подвергались коррозии, нет требуемой надежности. Контактная система имеет механические выработки, а также сильное окисление алюминиевых контактов. Разъединители отработали более

25 лет и имеют значительный износ деталей. Также при производстве переключений разъединителями 110кВ с ручными приводами имеется опасность разрушения и падения изоляционных колонок и травмирования оперативного персонала. Кроме того, из-за длительной эксплуатации наблюдается перекос тяг приводов разъединителей, что может привести к возникновению аварийной ситуации при производстве оперативных переключений. Ячейка КРУН-6кВ типа К-37 подвержена коррозии. Кроме того, при вкатывании и выкатывании выкатных элементов происходят перекосы.

Аккумуляторная батарея марки СК-8 имеет емкость менее 70% номинальной, наблюдаются сульфатация пластин, нарушение и ослабление пайки перемычек и выводов, отсутствует достаточный уровень стабилизации при заряде АБ, стеллажи имеют перекос и деформацию. Зарядные устройства устарели, выходные характеристики не соответствуют современным требованиям РЗА и техническим требованиям эксплуатации АБ.

Индекс технического состояния ПС 110 кВ Водозабор составляет 49.04, что свидетельствует об ухудшенном состоянии оборудования.

Реконструкция ПС 110 кВ Герменчик

На основании акта ТО от 08.02.2021 № 5, а также в соответствии с письмом филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 26.04. 2022 № МР8/КБФ/01-00/1027 «О включении объектов в СиПР КБР 2023-2027» (приложение № 7) на ПС 110 кВ Герменчик планируется в 2023 году:

полная реконструкция с заменой существующего оборудования на цифровые аналоги;

реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой отделителя ОД-1 и короткозамыкателя КЗ-1 на элегазовый выключатель 110 кВ;

замена силового трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на новый силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА.

На ПС 110 кВ Герменчик в настоящее время установлен один силовой трансформатор: Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА. Год ввода подстанции в эксплуатацию – 1981 года, установленный трансформатор ТМН-6300 1975 года выпуска, находится в эксплуатации с 1981 года. По высокой стороне установлены короткозамыкатель и отделитель, отсутствует выключатель ВН. ПС 110 кВ Герменчик запитана отпайкой от линии ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала (Л-8).

Существующая схема ПС 110 кВ Герменчик с короткозамыкателем обладает недостатком, что отключение повреждений в трансформаторе происходит в результате создания искусственного короткого замыкания. Создание короткого замыкания приводит к дополнительному воздействию токов короткого замыкания на все оборудование высокого напряжения, находящееся между местом установки короткозамыкателя и головным выключателем. Становится возможным увеличение повреждения

в трансформаторе, связанное с тем, что короткозамыкатель КЗ-110 имеет время включения порядка 0,5—0,7 сек.

Для производства плановых работ на разъединителях Л-8-Л, Л-8-III ПС 110 кВ ПТФ и Л-8-Л ПС 110 кВ Нарткала выводится линия ВЛ 110 кВ ПТФ - Нарткалас отпайкой на ПС Герменчик (Л-8), тем самым потребители ПС 110 кВ Герменчик остаются без напряжения.

Блоки ОД-1 и КЗ-1 на данный момент выработали свой коммутационный ресурс, имеют низкую надежность при эксплуатации и требуют значительных затрат при

эксплуатации. Оснований для продления срока службы морально и физически устаревшего оборудования (КЗ-110, ОД-110) не имеется.

Предусматривается реконструкция подстанции 110 кВ Герменчик с приведением к типовой схеме № 110-3 Н «Блок (линия трансформатор) с выключателем» с заменой существующего силового трансформатора марки ТМН- 6300/110/10 на новый трансформатор мощностью 6,3 МВА, с заменой отделителя ОД-1 и короткозамыкателя КЗ-1 на элегазовый выключатель 110 кВ, также с заменой КРУН-10 кВ на новое.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Нальчик - 110 - СКЭП (Л-39)

На основании акта ТО от 20.09.2018 в 2023 году планируется реконструкция ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – СКЭП (Л-39) с заменой следующего оборудования:

замена изношенных опор;

замена провода протяжённостью 2,492 км без увеличения пропускной способности.

В связи с длительным сроком эксплуатации ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – СКЭП (Л-39) более 54 лет и для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей существует необходимость реконструкции ВЛ. Сборные железобетонные опоры тип ВПТ-2, отработавшие нормативный срок эксплуатации, имеют разрушение стыковочных узлов и коррозию более 20%, продольные и поперечные трещины шириной раскрытия более 0,6 мм. Провода марки АС-120/19 имеют коррозию стального сердечника и многочисленные повреждения алюминиевой части. Анкерные металлические опоры типа У2М имеют коррозионный износ более 15-20%. На фундаментах металлических опор нарушена гидроизоляция.

Реконструкция ВЛ 110 кВ СКЭП - Телемеханика - 1 (Л-40)

На основании акта ТО от 20.09.2018 в 2023 году планируется реконструкция ВЛ 110 кВ СКЭП – Телемеханика-1 (Л-40) с заменой следующего оборудования:

замена изношенных опор;

замена провода протяжённостью 2,909 км без увеличения пропускной способности.

В связи с длительным сроком эксплуатации ВЛ 110 кВ СКЭП – Телемеханика-1 (Л-40) более 54 лет и для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей существует необходимость реконструкции ВЛ. Железобетонные промежуточные опоры тип ПБ110-5, отработавшие нормативный срок эксплуатации, имеют продольные и поперечные трещины шириной раскрытия более 0,6 мм. Провода марки АС-120/19 имеют коррозию стального сердечника и многочисленные повреждения алюминиевой части. Анкерные металлические опоры типа У2М, У110-1 имеют коррозионный износ более 15-20%. На фундаментах металлических опор нарушена гидроизоляция.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Нальчик - 110 - Долинск (Л-41)

На основании акта ТО от 23.10.2018 в 2023 году планируется реконструкция ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41) с заменой следующего оборудования:

замена изношенных опор;

замена провода протяжённостью 5,156 км без увеличения пропускной способности.

В связи с длительным сроком эксплуатации ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41) более 55 лет и для обеспечения бесперебойного

электроснабжения потребителей существует необходимость реконструкции ВЛ. Железобетонные промежуточные опоры типа ПБ110-5, отработавшие нормативный срок эксплуатации, имеют продольные и поперечные трещины шириной раскрытия более 0,6 мм и недопустимые изгибы более 3 градусов. Провода марки АС-120/19 имеют коррозию стального сердечника и многочисленные повреждения алюминиевой части. Анкерные металлические опоры типа У2М имеют коррозионный износ более 15-20%. На фундаментах металлических опор нарушена гидроизоляция.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Дубки - Долинск (Л-42)

На основании акта ТО от 23.10.2018 в 2023 году планируется реконструкция ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42) с заменой следующего оборудования:

замена изношенных опор;

замена провода протяжённостью 8,774 км без увеличения пропускной способности.

В связи с длительным сроком эксплуатации ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42) более 42 лет и для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей существует необходимость реконструкции ВЛ. Железобетонные промежуточные опоры типа ПБ110-5, отработавшие нормативный срок эксплуатации, имеют продольные и поперечные трещины шириной раскрытия более 0,6 мм. Провода марки АС-120/19 имеют коррозию стального сердечника и многочисленные повреждения алюминиевой части. Анкерные металлические опоры типа У110-3 имеют коррозионный износ более 15-20%. На фундаментах металлических опор нарушена гидроизоляция.

Реконструкция ВЛ 110 Прохладная - 1 - Нарткала (Л-87)

На основании акта ТО от 13.07.2018 в 2023 году планируется завершение реконструкции ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87) на участке опор 19 - 231. Ранее была проведена реконструкция на участке опор 1 – 18 с заменой следующего оборудования:

замена изношенных опор;

замена провода протяжённостью 2,4 км.

Однако в связи с планируемым изменением трассы ВЛ проект реконструкции утратил актуальность. Требуется разработка нового проекта реконструкции ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87) на участке опор 19 – 231 с заменой следующего оборудования:

замена изношенных опор;

замена провода протяжённостью 31,394 км без увеличения пропускной способности.

В связи с длительным сроком эксплуатации ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87) более 60 лет и для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей существует необходимость реконструкции ВЛ. Сборные железобетонные опоры типа П-2, отработавшие нормативный срок эксплуатации, имеют разрушение стыковочных узлов и коррозию более 20%, продольные и поперечные трещины шириной раскрытия более 0,6 мм. Рюмка промежуточная имеет коррозионный износ более 20-25%. Провода марки АС-120/19 имеют коррозию стального сердечника и многочисленные повреждения алюминиевой части. Анкерные металлические опоры типа УШПБ 2 имеют коррозионный износ более 20-25%. На фундаментах металлических опор нарушена гидроизоляция.

3.5.11. Реконструкция ВЛ 110 ПТФ - Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8)

На основании акта предписания №АП-СК-026-22-ЦП от 15.02.2022 в 2023 году планируется реконструкция ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8) с заменой следующего оборудования:

замена изношенных опор;

замена провода протяжённостью 21,670 км без увеличения пропускной способности. В связи с длительным сроком эксплуатации ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала с отпайкой на ПС Герменчик (Л-8) более 60 лет и для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей существует необходимость реконструкции ВЛ. Сборные железобетонные опоры типа П-2, отработавшие нормативный срок эксплуатации, имеют разрушение стыковочных узлов и коррозию более 20%, продольные и поперечные трещины шириной раскрытия более 0,6 мм. Рюмка промежуточная имеет коррозионный износ более 20-25%. Провода марки АС-120/19 имеют коррозию стального сердечника и многочисленные повреждения алюминиевой части. Анкерные металлические опоры типа УШПБ 2 имеют коррозионный износ более 20-25%. На фундаментах металлических опор нарушена гидроизоляция.

Реконструкция ПС 35 кВ Чегет

На основании акта ТО от 01.10.2018 в 2023 году планируется реконструкция ПС 35 кВ Чегет с заменой следующего оборудования:

реконструкция ОРУ 35 кВ по типовой схеме №35-4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии»;

замена масляных выключателей 35 кВ на элегазовые выключатели с электромагнитным приводом ПЭМ-4 типа ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока;

замена силовых трансформаторов Т-31, Т-32 мощностью 2*2,5 МВА на два новых силовых трансформатора мощностью 2,5 МВА;

замена ячеек ЗРУ 10 кВ, предусматривается строительство нового модульного здания ЗРУ-ОПУ;

замена ПА, РЗА, ТМ.

ПС 35 кВ Чегет находится в эксплуатации с 1972 года. В результате длительной эксплуатации установленное на ПС электрооборудование выработало ресурс. Силовой трансформатор Т-31 типа ТАМ-2500/35/10 находится в эксплуатации с 1979 года и выработал свой эксплуатационный ресурс, нарушена плотность сварных швов бака трансформатора, имеется течь масла, в масле имеются продукты разложения изоляций.

В цепи силовых трансформаторов Т-31, Т-32 установлены масляные выключатели типа ВТ-35-630, которые эксплуатируются с 1981 года, выработали коммутационный ресурс, имеют низкую надежность при эксплуатации и требует значительных затрат при ремонте. Разъединители РНДЗ-35/600 отработали более 35 лет и имеют значительный износ деталей. Существующие ячейки К-IV У эксплуатируются более 43 лет. Имеют износ механических тяг шторок безопасности. Кроме того, при вкатывании и выкатывании выкатных элементов происходят перекосы.

Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Расчеты электрических режимов выполнялись на программном комплексе RastrWin. Из общего количества рассчитанных схемно-режимных ситуаций были выделены наиболее показательные для характерных режимов, в которых наблюдается максимальная загрузка элементов либо отклонение режимных параметров от допустимых.

Расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих расчетных температурных условий:

- а) зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения;
- б) зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха $+10^{\circ}\text{C}$, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (расчетная температура наружного воздуха для территориальных энергосистем, входящих в состав ОЭС Юга);
- в) летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5°C ;
- г) летний режим максимальных и минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения;
- д) период паводка – при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены средние месячные температуры воздуха, с округлением до ближайшего целого значения.

Для зимнего периода рассматриваются схемно-режимные ситуации аварийного отключения в нормальной схеме сети, для летнего периода - сочетания ремонта и аварийного отключения.

При выполнении расчетов электрических режимов энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на 2022 - 2027 годы учитывались:

ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования»;

Методические рекомендации по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период;

Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;

Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630;

Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;

Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию (приложение № 1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 № 81).

Для выявления тех или иных особенностей функционирования энергосистемы производился анализ режимов работы сети 35 кВ и выше энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, состоящий из следующих этапов:

проверка надежности функционирования сети 35 кВ и выше энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в различных схемно-режимных ситуациях (ремонт, сочетание ремонта и отказа сетевого элемента);

оценка достаточности мероприятий по развитию сети 35 кВ и выше энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, запланированных в СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы и в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики;

анализ влияния данных мероприятий на ликвидацию существующих и потенциальных особенностей функционирования, которые могут возникать в сети 35 кВ и выше энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в связи с ростом электропотребления;

предложения по повышению надежности работы сети 35 кВ и выше энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики и примыкающих к ней энергообъектов.

4.1. Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 35 кВ и выше Кабардино-Балкарской Республики на этап 2022 года

В соответствии с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики в расчетной модели на этап 2022 года учтены вводы объектов по производству электроэнергии и электросетевых объектов, предусмотренных к реализации инвестиционной программой публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@, выданными техническими условиями с договорами на технологическое присоединение потребителей, а также согласно информации, представленной в СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы.

Зимний максимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года

На рисунках части 1 раздела 1 приложения № 4 «Результаты расчетов электрических режимов в графической форме» приведены результаты расчета потокораспределения для нормальной схемы и нормативных возмущений в нормальной и основных ремонтных схемах сети характерного режима зимнего

максимума при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года.

Как показал анализ режимов зимнего максимума при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года, в нормальной схеме сети из-за недостаточной пропускной способности транзита 35 кВ наблюдается перегрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) и ВЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477). Токовая загрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) (114 А) в нормальной схеме сети составляет 114,2 % от длительно-допустимого значения, загрузка ВЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) (168 А) в нормальной схеме сети составляет 112,3% от длительно-допустимого значения. Длительно допустимая токовая загрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) (100 А) ограничена номинальным током ТТ на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Ново-Полтавская и номинальным током высокочастотного заградителя (100 А) со стороны ПС 35 кВ Саратовская. Длительно допустимая токовая загрузка ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) (150 А) ограничена номинальным током ТТ на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Прохладная-1. Для устранения данных перегрузок предлагается заменить:

ТТ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Ново-Полтавская на ТТ с номинальным током 200 А;

ВЧЗ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Саратовская на ВЧЗ с номинальным током 200 А;

ТТ на ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) на ПС 110 кВ Прохладная-1 на ТТ с номинальным током 200 А.

Перегрузка остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Как показал анализ расчетов режимов зимнего максимума 2022 года, существует ряд схемно-режимных ситуаций (аварийное отключение сетевого элемента в нормальной схеме сети), приводящих к перегрузке питающих энергоузлов электрических связей и, как следствие, к ограничению электроснабжения потребителей, а именно:

аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Ново-Полтавская, ПС 35 кВ Саратовская и ПС 35 кВ Солдатская. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будут наблюдаться токовая перегрузка ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) и снижение напряжения по транзиту 35 кВ Баксан – Крем-Константиновская – Ново-Полтавская ниже аварийно допустимых значений.

Длительно допустимая токовая загрузка ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) (150 А) ограничена номинальным током ТТ на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Баксан 35. Для устранения данных перегрузок предлагается заменить ТТ на ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) на ПС 35 кВ Баксан 35 на ТТ с номинальным током 300 А.

Для ввода режима в допустимую область значений предлагается рассмотреть 2 варианта мероприятий:

1) ограничение электроснабжения потребителей суммарным объемом 0,8 МВт на ПС 35 кВ Ново-Полтавская позволит восстановить уровни напряжения в узлах сети выше аварийно допустимых значений;

2) установка БСК 10 кВ на ПС 35 кВ Солдатская установленной мощностью 2х2,5 МВар позволит поднять уровни напряжения в узлах сети выше аварийно допустимых значений.

Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Крем-Константиновская, ПС 35 кВ Карагач и ПС 35 кВ Баксан-35. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) и перевод питания ПС 35 кВ Баксан-35 по ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Куркужин (Л-488) на ПС 110 кВ Малка позволят восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться токовая перегрузка элементов сети 35 кВ. Токовая загрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) (122 А) составит 122,5 %, ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481) (183 А) – 121,8 %, ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) (177 А) — 117,8 % от длительно допустимого значения. Для ввода режима в допустимую область значений предлагается рассмотреть 2 варианта мероприятий:

1) ограничение электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Солдатская объемом 1,3 МВт и ПС 35 кВ Баксан-35 объемом 1,7 МВт позволит устранить токовые перегрузки сетевого оборудования;

2) замена ТТ на ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481) на ПС 35 кВ Куркужин на ТТ с номинальным током 200 А; замена ТТ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Ново-Полтавская на ТТ с номинальным током 200 А; замена ВЧЗ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Саратовская на ВЧЗ с номинальным током 200 А; замена ТТ на ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) на ПС 110 кВ Прохладная-1 на ТТ с номинальным током 200 А позволит снять токовые перегрузки ВЛ 35 кВ.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные выше).

Зимний минимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года

На рисунках части 1 раздела 2 приложения № 4 «Результаты расчетов электрических режимов в графической форме» приведены результаты расчета потокораспределения для нормальной схемы и нормативных возмущений в нормальной и основных ремонтных схемах сети характерного режима зимнего минимума при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2022 года.

Как показал анализ режимов зимнего минимума 2022 года в нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей.

Зимний максимум 2022 года при температуре наружного воздуха +10°C

На рисунках части 1 раздела 3 приложения № 4 «Результаты расчетов электрических режимов в графической форме» приведены результаты расчета потокораспределения для нормальной схемы и нормативных возмущений в нормальной и основных ремонтных схемах сети характерного режима зимнего максимума 2022 года при температуре наружного воздуха $+10^{\circ}\text{C}$.

Как показал анализ режимов зимнего максимума 2022 года при температуре наружного воздуха $+10^{\circ}\text{C}$, в нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей.

Зимний минимум 2022 года при температуре наружного воздуха $+10^{\circ}\text{C}$

На рисунках части 1 раздела 4 приложения № 4 «Результаты расчетов электрических режимов в графической форме» приведены результаты расчета потокораспределения для нормальной схемы и нормативных возмущений в нормальной и основных ремонтных схемах сети характерного режима зимнего минимума 2022 года при температуре наружного воздуха $+10^{\circ}\text{C}$.

Как показал анализ режимов зимнего минимума 2022 года при температуре наружного воздуха $+10^{\circ}\text{C}$, в нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей.

Летний максимум 2022 года

На рисунках части 1 раздела 5 приложения № 4 «Результаты расчетов электрических режимов в графической форме» приведены результаты расчета потокораспределения для нормальной схемы и нормативных возмущений в нормальной и основных ремонтных схемах сети характерного режима летнего максимума 2022 года.

Как показал анализ режимов летнего максимума 2022 года, в нормальной схеме перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Как показал анализ расчетов режимов летнего максимума 2022 года, существует ряд схемно-режимных ситуаций (аварийное отключение сетевого элемента в нормальной схеме сети), приводящих к перегрузке питающих энергоузлов электрических связей и, как следствие, к ограничению электроснабжения потребителей, а именно:

аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Ново-Полтавская, ПС 35 кВ Саратовская и ПС 35 кВ Солдатская. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться токовая перегрузка ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) и

пониженные напряжения по транзиту 35 кВ
Баксан – Крем-Константиновская – Ново-Полтавская.

Длительно допустимая токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) (150 А) ограничена номинальным током ТТ на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Баксан 35. Для устранения данных перегрузок предлагается заменить ТТ на ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) на ПС 35 кВ Баксан 35 на ТТ с номинальным током 300 А.

Для ввода режима в допустимую область значений предлагается рассмотреть 2 варианта мероприятий:

1) ограничение электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Ново-Полтавская, ПС 35 кВ Саратовская и ПС 35 кВ Солдатская объемом 5,4 МВт;

2) установка БСК 10 кВ на ПС 35 кВ Солдатская установленной мощностью 2х2,5 МВар позволит поднять уровни напряжения в узлах сети выше аварийно допустимых значений.

Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Баксан-110 (Л-496) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Крем-Константиновская, ПС 35 кВ Карагач и ПС 35 кВ Баксан-35. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) и перевод питания ПС 35 кВ Баксан-35 по ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Куркужин (Л-488) на ПС 110 кВ Малка позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться токовая перегрузка элементов сети 35 кВ. Токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) (104 А) составит 104,0 %, ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481) (154 А) – 105,3 %, ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) (152 А) – 103,6% от длительно допустимого значения. Для ввода режима в допустимую область значений предлагается рассмотреть 2 варианта мероприятий:

1) ограничение электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Солдатская объемом 0,4 МВт и ПС 35 кВ Баксан-35 объемом 0,5 МВт позволит устранить токовые перегрузки сетевого оборудования;

2) замена ТТ на ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481) на ПС 35 кВ Куркужин на ТТ с номинальным током 200 А; замена ТТ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Ново-Полтавская на ТТ с номинальным током 200 А; замена ВЧЗ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Саратовская на ВЧЗ с номинальным током 200 А; замена ТТ на ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) на ПС 110 кВ Прохладная-1 на ТТ с номинальным током 200 А позволит снять токовые перегрузки ВЛ 35 кВ.

Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Майская – Красная Нива (Л-474) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Красная Нива и ПС 35 кВ Александровская. Включение ВЛ 35 кВ ЗАИ – Александровская (Л-491) позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться токовая перегрузка элементов сети 35 кВ. Токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Терек-2 – Терек-1 (Л-490) (105 А) составит 105,1 % от длительно допустимого значения. Для ввода режима в допустимую область значений предлагается рассмотреть 2 варианта мероприятий:

1) ограничение электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Красная Нива объемом 0,5 МВт позволит устранить токовые перегрузки сетевого оборудования;

2) замена ВЧЗ на ВЛ 35 кВ Терек-2 – Терек-1 (Л-490) на Терек-1 на ВЧЗ с номинальным током 200 А позволит снять токовую перегрузку ВЛ 35 кВ Терек-2 – Терек-1 (Л-490).

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные выше).

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) в режиме летнего максимума 2022 года (таблица 3.7 приложения № 3 и рисунок 6.7 части 1 приложения № 4).

В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (410 А) составит 114 % и 97,5 % от длительно допустимого и аварийно допустимого значений соответственно.

Действие АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволит снизить токовую загрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) и устранить токовую перегрузку данной ВЛ.

Летний минимум 2022 года

На рисунках части 1 раздела 6 приложения № 4 «Результаты расчетов электрических режимов в графической форме» приведены результаты расчета потокораспределения для нормальной схемы и нормативных возмущений в нормальной и основных ремонтных схемах сети характерного режима летнего минимума 2022 года.

Как показал анализ режимов летнего минимума 2022 года, в нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах. При аварийном отключении сетевых элементов в нормальной схеме сети уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Летний максимум 2022 года - период экстремально высоких температур

На рисунках части 1 раздела 7 приложения № 4 «Результаты расчетов электрических режимов в графической форме» приведены результаты расчета потокораспределения для нормальной схемы и нормативных возмущений в нормальной и основных ремонтных схемах сети характерного режима ПЭВТ 2022 года.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше на этапе прохождения ПЭВТ 2021 года показал, что, перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжений в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193) (рисунок 9.6 части 1 приложения № 4). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Зарагужская ГЭС – Псыгансу (492 А) составит 116,7 %, ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10) (484 А) – 114,9%, ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5) (454 А) – 107 % от длительно допустимого значения. Превентивное ограничение генерации Кашхатау ГЭС объемом 22,7 МВт в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193) позволит

устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Псыгансу и ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10), ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5).

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (рисунок 9.3 части 1 приложения № 4). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40) (454 А) составит 127,6%, ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39) (410 А) – 114,6%, ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) (511 А) – 120,3% от длительно допустимого и аварийно допустимого значений соответственно. Оперативное снижение генерации Аушигерской ГЭС на 18 МВт позволит устранить токовую перегрузку данных ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) в режиме ПЭВТ (рисунок 9.4 части 1 приложения № 4). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (534 А) составит 149,3% от длительно допустимого значения. Действие АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволит снизить токовую загрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) и устранить токовую перегрузку данной ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) в режиме ПЭВТ (рисунок 9.5 части 1 приложения № 4). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) (503 А) составит 118,1% от длительно допустимого значения. Последующее оперативное снижение генерации Аушигерской ГЭС или Кашхатау ГЭС на 16 МВт позволит устранить токовую перегрузку данной ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193) (рисунок 9.7 части 1 приложения № 4). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) (491 А) составит 116,0% от длительно допустимого значения. Превентивное ограничение генерации Кашхатау ГЭС объемом 22,7 МВт в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193) позволит устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Дубки (Л-102).

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) (рисунок 9.8 части 1 приложения 4). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193) (492 А) составит 116,1 %, ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (423 А) – 118,3% от длительно допустимого значения. Действие существующей АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволит снизить токовую загрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) и устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193).

Период паводка - при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха 2022 года

На рисунках части 1 раздела 8 приложения № 4 «Результаты расчетов электрических режимов в графической форме» приведены результаты расчета потокораспределения для нормальной схемы и нормативных возмущений в нормальной и основных ремонтных схемах сети характерного режима периода паводка – при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха 2022 года. Загрузка автотрансформаторов и ЛЭП 35-330 кВ приведены в приложении 3 «Результаты расчетов электрических режимов в табличной форме».

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше на этапе прохождения периода паводка – при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха 2022 года показал, что перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжений в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу (492 А) составит 116,7 %, ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10) (484 А) –114,9 %, ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5) (454 А) – 107% от длительно допустимого значения. Превентивное ограничение генерации Кашхатау ГЭС объемом 22,7 МВт в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193) позволит устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу и ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10), ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5).

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40) (454 А) составит 127,6%, ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39) (410 А) – 114,6%, ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) (511 А) – 120,3 % от длительно допустимого и аварийно допустимого значений соответственно. Оперативное снижение генерации Аушигерской ГЭС на 18 МВт позволит устранить токовую перегрузку данных ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (534 А) составит 149,3% от длительно допустимого значения. Действие АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволит снизить токовую нагрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) и устранить токовую перегрузку данной ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) (503 А) составит 118,1% от длительно допустимого значения. Последующее оперативное снижение генерации Аушигерской ГЭС или Кашхатау ГЭС на 16 МВт позволит устранить токовую перегрузку данной ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) (491 А) составит 116,0% от длительно допустимого значения. Превентивное ограничение генерации Кашхатау ГЭС объемом 22,7 МВт в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау

ГЭС (Л-193) позволит устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Дубки (Л-102).

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193) (492 А) составит 116,1%, ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (423 А) – 118,3% от длительно допустимого значения. Действие существующей АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволит снизить токовую загрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) и устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193).

Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 35 кВ и выше Кабардино-Балкарской Республики на этап 2027 года

В соответствии с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики в расчетной модели на этап 2027 года учтены вводы объектов по производству электроэнергии и электросетевых объектов, предусмотренные к реализации инвестиционной программой публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@, выданными техническими условиями с договорами на технологическое присоединение потребителей, а также согласно информации, представленной в СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы.

На рисунках части 2 приложения № 4 «Результаты расчетов электрических режимов в графической форме» приведены результаты расчета потокораспределения на этапе 2027 года.

Зимний максимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2027 года

Как показал анализ режимов зимнего максимума при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2027 года в нормальной схеме сети из-за недостаточной пропускной способности транзита 35 кВ наблюдается перегрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) и ВЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477). Токовая загрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) (108 А) в нормальной схеме сети составляет 108,5% от длительно-допустимого значения, загрузка ВЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) (153 А) в нормальной схеме сети составляет 101,7% от длительно допустимого значения. Длительно допустимая токовая загрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) (100 А) ограничена номинальным током ТТ на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Ново-Полтавская и номинальным током высокочастотного заградителя (100 А) со стороны ПС 35 кВ Саратовская. Длительно допустимая токовая загрузка ВЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) (150 А) ограничена номинальным током ТТ на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Прохладная-1. Для устранения данных перегрузок предлагается заменить:

ТТ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Ново-Полтавская на ТТ с номинальным током 200 А;

ВЧЗ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Саратовская на ВЧЗ с номинальным током 200 А;

ТТ на ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) на ПС 110 кВ Прохладная-1 на ТТ с номинальным током 200 А.

Перегрузка остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Как показал анализ расчетов режимов зимнего максимума 2026 года, существует ряд схемно-режимных ситуаций (аварийное отключение сетевого элемента в нормальной схеме сети), приводящих к перегрузке питающих энергоузлов электрических связей и, как следствие, к ограничению электроснабжения потребителей, а именно:

аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Ново-Полтавская, ПС 35 кВ Саратовская и ПС 35 кВ Солдатская. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться снижение напряжения по транзиту 35 кВ Баксан – Крем-Константиновская – Ново-Полтавская ниже аварийно допустимых значений. Для ввода режима в допустимую область значений предлагается рассмотреть 2 варианта мероприятий:

1) ограничение электроснабжения потребителей суммарным объемом 0,5 МВт на ПС 35 кВ Ново-Полтавская позволит восстановить уровни напряжения в узлах сети выше аварийно допустимых значений;

2) установка БСК 10 кВ на ПС 35 кВ Солдатская установленной мощностью 2х2,5 МВар позволит поднять уровни напряжения в узлах сети выше аварийно допустимых значений.

Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Баксан-110 (Л-496) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Крем-Константиновская, ПС 35 кВ Карагач и ПС 35 кВ Баксан-35. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) и перевод питания ПС 35 кВ Баксан-35 по ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Куркужин (Л-488) на ПС 110 кВ Малка позволят восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться токовая перегрузка элементов сети 35 кВ. Токовая загрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) (117 А) составит 116,6 %, ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481) (167 А) – 111,5 %, ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) (161 А) – 107,1 % от длительно допустимого значения. Для ввода режима в допустимую область значений предлагается рассмотреть 2 варианта мероприятий:

1) ограничение электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Солдатская объемом 0,8 МВт и ПС 35 кВ Баксан-35 объемом 1 МВт позволит устранить токовые перегрузки сетевого оборудования;

2) замена ТТ на ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481) на ПС 35 кВ Куркужин на ТТ с номинальным током 200 А; замена ТТ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Ново-Полтавская на ТТ с номинальным током 200 А; замена ВЧЗ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Саратовская на ВЧЗ с номинальным током 200 А; замена ТТ на ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) на ПС 110 кВ Прохладная-1 на ТТ с номинальным током 200 А позволит снять токовые перегрузки ВЛ 35 кВ.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей.

Зимний минимум при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2027 года

Как показал анализ режимов зимнего минимума при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 2027 года, в нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей.

Зимний максимум 2027 года при температуре наружного воздуха +10°C

Как показал анализ режимов зимнего максимума 2027 года при температуре наружного воздуха +10, в нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей.

Зимний минимум 2027 года при температуре наружного воздуха +10°C

Как показал анализ режимов зимнего минимума 2027 года, при температуре наружного воздуха +10 в нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей.

Летний максимум 2027 года

Как показал анализ режимов летнего максимума 2027 года, в нормальной схеме перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Как показал анализ расчетов режимов летнего максимума 2027 года, существует ряд схемно-режимных ситуаций (аварийное отключение сетевого элемента в нормальной схеме сети), приводящих к перегрузке питающих энергоузлов электрических связей и, как, следствие к ограничению электроснабжения потребителей, а именно:

аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Ново-Полтавская, ПС 35 кВ Саратовская и ПС 35 кВ Солдатская. Включение ВЛ

35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться пониженные напряжения по транзиту 35 кВ Баксан – Крем-Константиновская – Ново-Полтавская. Для ввода режима в допустимую область значений предлагается рассмотреть 2 варианта мероприятий:

1) ограничение электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Ново-Полтавская, ПС 35 кВ Саратовская и ПС 35 кВ Солдатская объемом 5 МВт;

2) установка БСК 10 кВ на ПС 35 кВ Солдатская установленной мощностью 2х2,5 МВар позволит поднять уровни напряжения в узлах сети выше аварийно допустимых.

Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Крем-Константиновская, ПС 35 кВ Карагач и ПС 35 кВ Баксан-35. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) и перевод питания ПС 35 кВ Баксан-35 по ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Куркужин (Л-488) на ПС 110 кВ Малка позволят восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться токовая перегрузка элементов сети 35 кВ. Токовая загрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) (102 А) составит 101,8%, ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481) (154 А) – 102,8%, ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) (152 А) – 101,5 % от длительно допустимого значения (рис 8.4). Для ввода режима в допустимую область значений предлагается рассмотреть 2 варианта мероприятий:

1) ограничение электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Солдатская объемом 0,2 МВт и ПС 35 кВ Баксан-35 объемом 0,3 МВт позволит устранить токовые перегрузки сетевого оборудования;

2) замена ТТ на ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481) на ПС 35 кВ Куркужин на ТТ с номинальным током 200 А; замена ТТ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Ново-Полтавская на ТТ с номинальным током 200 А; замена ВЧЗ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ПС 35 кВ Саратовская на ВЧЗ с номинальным током 200 А; замена ТТ на ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) на ПС 110 кВ Прохладная-1 на ТТ с номинальным током 200 А позволит снять токовые перегрузки ВЛ 35 кВ.

Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Майская – Красная Нива (Л-474) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Красная Нива и ПС 35 кВ Александровская. Включение ВЛ 35 кВ ЗАИ – Александровская (Л-491) позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться токовая перегрузка элементов сети 35 кВ. Токовая загрузка ВЛ 35 кВ Терек-2 – Терек-1 (Л-490) (103 А) составит 102,6 % от длительно допустимого значения (рис 8.5). Для ввода режима в допустимую область значений предлагается рассмотреть 2 варианта мероприятий:

1) ограничение электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Красная Нива объемом 0,2 МВт позволит устранить токовые перегрузки сетевого оборудования;

2) замена ВЧЗ на ВЛ 35 кВ Терек-2 – Терек-1 (Л-490) на Терек-1 на ВЧЗ с номинальным током 200 А позволит снять токовую перегрузку ВЛ 35 кВ Терек-2 – Терек-1 (Л-490).

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и

распределительных сетей (исключения составляют указанные ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров).

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) в режиме летнего максимума 2027 года (таблица 3.17 приложения № 3).

В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (399 А) составит 111 % и 95,5 % от длительно допустимого и аварийно допустимого значений соответственно.

Действие АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволит снизить токовую нагрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) и устранить токовую перегрузку данной ВЛ

Летний минимум 2027 года

Как показал анализ режимов летнего минимума 2027 года, в нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах. При аварийном отключении сетевых элементов в нормальной схеме сети уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Летний максимум 2027 года - период экстремально высоких температур

Как показал анализ режимов ПЭВТ 2027 года, в нормальной схеме перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Зарагужская ГЭС – Черекская ГЭС (492 А) составит 116,7%, ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10) (484 А) – 114,9%, ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5) (454 А) – 107% от длительно допустимого значения. Превентивное ограничение генерации Черекская ГЭС до 0 МВт и Кашхатау ГЭС объемом 22,7 МВт в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193) позволит устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Зарагужская ГЭС – Черекская ГЭС, ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10) и ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5).

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40) (445 А) составит 124,6%, ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39) (400 А) – 112,6 %, ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) (504 А) – 119,3 % от длительно допустимого и аварийно допустимого значений соответственно. Оперативное снижение генерации Аушигерской ГЭС на 18 МВт позволит устранить токовую перегрузку данных ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) в режиме ПЭВТ. В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (523 А) составит 146,3% от длительно допустимого значения. Действие АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС

– ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволит снизить токовую загрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) и устранить токовую перегрузку данной ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) в режиме ПЭВТ. В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) (494 А) составит 116,8% от длительно допустимого значения. Последующее оперативное снижение генерации Аушигерской ГЭС или Кашхатау ГЭС на 16 МВт позволит устранить токовую перегрузку данной ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) (492 А) составит 116,0% от длительно допустимого значения. Превентивное ограничение генерации Черекской ГЭС до 0 МВт и Кашхатау ГЭС объемом 22,7 МВт в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193) позволит устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Дубки (Л-102).

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193) (492 А) составит 116,1%, ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (418 А) – 117,1% от длительно допустимого значения. Превентивное ограничение генерации Черекской ГЭС до 0 МВт и действие существующей АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволит устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) и ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193).

Период паводка - при максимальной за периоды паводка 2027 года среднемесячной температуре наружного воздуха

Как показал анализ режимов периода паводка, при максимальной за периоды паводка 2027 года среднемесячной температуре наружного воздуха в нормальной схеме перегрузка сетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Черекская ГЭС (492 А) составит 116,7%, ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10) (484 А) – 114,9%, ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5) (454 А) – 107% от длительно допустимого значения. Превентивное ограничение генерации Черекской ГЭС до 0 МВт и Кашхатау ГЭС объемом 22,7 МВт в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС –Кашхатау ГЭС (Л-193) позволит устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Черекская ГЭС, ВЛ 110 кВ Псыгансу – Старый Лескен (Л-10) и ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5).

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189). В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Телемеханика-1 – СКЭП (Л-40) (445 А) составит 124,6%,

ВЛ 110 кВ СКЭП – Нальчик-110 (Л-39) (400 А) – 112,6%, ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192) (504 А) – 119,3% от длительно допустимого и аварийно допустимого значений соответственно. Оперативное снижение генерации Аушигерской ГЭС на 18 МВт позволит устранить токовую перегрузку данных ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (523 А) составит 146,3% от длительно допустимого значения. Действие АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволит снизить токовую нагрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) и устранить токовую перегрузку данной ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Телемеханика-1 с отпайкой на ПС Аушигер (Л-192). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) (492 А) составит 116,1% от длительно допустимого значения. Последующее оперативное снижение генерации Аушигерской ГЭС или Кашхатау ГЭС на 16 МВт позволит устранить токовую перегрузку данной ВЛ.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102) (492 А) составит 116,0% от длительно допустимого значения. Превентивное ограничение генерации Черекской ГЭС до 0 МВт и Кашхатау ГЭС объемом 22,7 МВт в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193) позволит устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС – Дубки (Л-102).

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Кашхатау ГЭС–Дубки (Л-102). В данном режиме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193) (492 А) составит 116,1%, ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) (412 А) – 117,3% от длительно допустимого значения. Превентивное ограничение генерации Черекской ГЭС до 0 МВт и действие существующей АОПО ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189), направленное на отключение двух агрегатов Аушигерской ГЭС суммарной мощностью 40 МВт, позволят устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – ПТФ (Л-189) и ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС – Кашхатау ГЭС (Л-193).

Анализ загрузки центров питания напряжением 35 кВ и выше на 2022 - 2027 годы

С целью своевременного выявления ЦП 35 кВ и выше с ограничениями на технологическое присоединение с учетом заключенных договоров в энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики на перспективный период до 2027 года проведен анализ загрузки данных центров питания.

Определение необходимой мощности трансформаторов в период 2022 – 2027 годы произведено на основе собственных максимальных нагрузок ЦП.

Расчет суммарных максимальных нагрузок ЦП произведен методом прямых электрических расчетов. Для определения максимальной электрической нагрузки ПС применяются коэффициенты несовпадения максимумов нагрузки подстанций для каждого уровня напряжения

и коэффициенты совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности). При определении коэффициентов учитывались:

приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 6 мая 2014 г. № 250 «Об утверждении методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов»;

приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229».

Анализ загрузки за 2017 – 2021 годы (приложение № 9) выявил 9 следующих центров питания, нагрузка которых превысила предварительно принятый уровень загрузки трансформаторов (нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов ЦП составила свыше 105%):

ПС 110 кВ Баксан-110;

ПС 110 кВ Долинск;

ПС 110 кВ Кахун;

ПС 110 кВ Майская;

ПС 110 кВ Малка;

ПС 110 кВ Нарткала;

ПС 110 кВ ПТФ;

ПС 110 кВ Прохладная-1;

ПС 110 кВ Чегем-2.

Анализ перспективной загрузки центров питания за 2022 – 2027 годы с учётом ДТП (приложение № 10) выявил дополнительно к существующему перечню центров питания, нагрузку которых необходимо рассмотреть более детально:

ПС 110 кВ Адыл-Су (при осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью 17,909 МВт объекта «Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Эльбрус» акционерного общества «КАВКАЗ.РФ» - ТУ № 34651/2021/КБФ/ЭльБРЭС, ДТП от 8.12.2021 № 34651/2021/КБФ/ЭльБРЭС).

В таблице 4.3.1 представлена марка (тип трансформатора) и возрастная структура трансформаторов центров питания с повышенной токовой нагрузкой на текущий момент и перспективу 2027 года.

Таблица 4.3.1. Данные по трансформаторному оборудованию ЦП с повышенной токовой загрузкой												
№ п/п	Наименование питающего центра	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	S _{ном} , МВА			I _{ном} , А			Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации на 2022 г., лет	Срок эксплуатации на 2027 г., лет
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
1.	ПС 110 кВ Долинск	Т-1	ТРДН-25000/110 У1	25	12,5	12,5	125,5	1146,0	1146,0	1987	35	40
		Т-2	ТРДН-25000/110 У1	25	12,5	12,5	125,5	681,4	1145,5	1980	42	47
		Т-3	ТРДН-25000/110 У1	25	12,5	12,5	125,5	687,3	1145,5	2010	12	17
2.	ПС 110 кВ Баксан-110	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/10	16	16	16	83,0	240,0	840,0	1987	35	40
		Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	16	16	16	83,0	240,0	840,0	1988	34	39
3.	ПС 110 кВ Кахун	Т-1	ТМН- 6300/110/10	6,3	-	6,3	31,6	-	331,0	1980	42	47
		Т-2	ТМН- 6300/110/10	6,3	-	6,3	31,6	-	331,0	1989	33	38
4.	ПС 110 кВ Майская	Т-1	ТДТН- 10000/110/35/10	10	10	10	52,5	150,0	525,0	1970	52	57
		Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	16	16	16	83,0	240,0	840,0	1972	50	55
5.	ПС 110 кВ Малка	Т-1	ТДТН- 10000/110-7 У1	10	10	10	50,2	150,0	525,0	1976	46	51
		Т-2	ТДТН- 25000/110-79 У1	25	25	25	125,5	375,0	1313,0	1985	37	42
6.	ПС 110 кВ Нарткала	Т-1	ТМН-6300/110 У1	6,3	-	6,3	31,6	-	551,1	1989	33	38
		Т-2	ТДН-10000/110 У1	10	-	10	50,2	-	875,0	1991	31	36
7.	ПС 110 кВ Прохладная-1	Т-1	ТДТН-16000/110 У1	16	16	16	80,3	240,0	840,0	1977	45	50
		Т-2	ТДТН-16000/110 У1	16	16	16	80,3	240,0	840,0	1985	37	20
8.	ПС 110 кВ ПТФ	Т-1	ТМН-6300/110	6,3	-	6,3	31,6	-	551,0	1985	37	42
		Т-2	ТДН-10000/110 У1	10	-	10	50,2	-	875,0	1981	41	46
9.	ПС 110 кВ Чегем-2	Т-1	ТДТН-16000/110 У1	16	16	16	80,3	240,0	840,0	1987	35	40
		Т-2	ТДТН-16000/110 У1	16	16	16	80,3	240,0	840,0	1988	34	39
10.	ПС 110 кВ Адыл-Су	Т-1	ТДТН- 10000/110/35/10	10	10	10	52,5	150,0	525,0	2015	7	12
		Т-2	ТДТН- 6300/110/35/10	6,3	6,3	6,3	31,6	95	331,0	1977	45	50

При анализе перспективной загрузки по ТУ на ТП применяются следующие Коэффициенты реализации (K_p), определяющие отношение максимальной фактически набранной мощности к максимальной заявленной мощности энергопринимающих устройств потребителей при технологическом присоединении в зависимости от категории потребителей электрической энергии (согласно таблице 3.3.2), полученные на основании статистической информации и учитываемое АО «СО ЕЭС» при определении перспективной нагрузки центров питания.

Таблица 4.3.2. Значения коэффициентов реализации

№ п/п	Наименование категории потребителей	Коэффициент реализации (K_p)
1.	Тяговые железнодорожные подстанции	0,7
2.	Метро	0,5
3.	Аэропорты	0,4
4.	Добывающая промышленность, в том числе добыча полезных ископаемых, за исключением нефти и газа, горно-обогатительные фабрики	0,8
5.	Добыча нефти и газа	0,9
6.	Нефтеперекачивающие и газоперекачивающие станции	0,8-0,9
7.	Химическая промышленность, в том числе переработка нефти и газа, производство резиновых и пластмассовых изделий	0,7-0,8
8.	Черная металлургия	0,8
9.	Цветная металлургия (производство алюминия)	0,9
10.	Производство цемента	0,8
11.	Деревообрабатывающая промышленность, в том числе целлюлозно-бумажные комбинаты	0,9
12.	Иная промышленность	0,7
13.	Агропромышленные комплексы (теплицы)	0,9
14.	Производство продуктов питания, в том числе животноводческие комплексы и птицефабрики	0,5
15.	Крупные застройщики, в том числе жилищные комплексы, торгово-развлекательные центры	0,4
16.	Рекреационные комплексы, туристические кластеры	0,3
17.	Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт	0,1-0,2

Рассмотрим ЦП с повышенной токовой загрузкой трансформаторов в режиме N-1 с учётом договоров на технологическое присоединение подробнее.

Значения коэффициентов допустимой длительной перегрузки и коэффициентов допустимой аварийной перегрузки с продолжительностью нагрузки (табл. 1 требований к перегрузочной способности, приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности, трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229») приводятся в соответствии со значениями температур наружного воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, публикуемыми на официальном сайте АО «СО ЕЭС», применяемых для расчетов электроэнергетических режимов и определения технических

решений при перспективном развитии энергосистем (согласно таблицам 4.3.3 и 4.3.4)

Таблица 4.3.3. Значения температуры наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения

$t_{\text{зима 2017 г.}}$	$t_{\text{зима 2018 г.}}$	$t_{\text{зима 2019 г.}}$	$t_{\text{зима 2020 г.}}$	$t_{\text{зима 2021 г.}}$
3.2	-0.9	4.7	1.6	3.2

Таблица 4.3.4. Значения температуры наружного воздуха в день летнего контрольного измерения

$t_{\text{лето 2017 г.}}$	$t_{\text{лето 2018 г.}}$	$t_{\text{лето 2019 г.}}$	$t_{\text{лето 2020 г.}}$	$t_{\text{лето 2021 г.}}$
19.2	23.0	26.5	22.7	24.5

Наименование питающего центра	Резервирование по сетям низшего напряжения (6-10 кВ)		Резервирование по сетям среднего напряжения (35 кВ)	
	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки
ПС 110 кВ Баксан-110 (110/35/10 кВ)	Отсутствие возможности резервирования по сетям низшего напряжения 10 кВ из-за отсутствия связей с ЦП с классом напряжения 110/10 кВ (приложение № 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988 исх «О направлении информации по ЦП с повышенной нагрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027»)		Отсутствие возможности резервирования по сетям среднего напряжения 35 кВ из-за слабых, удалённых связей с ЦП с классом напряжения 110/35 кВ (ПС 110 кВ Прохладная-1, ПС 110 кВ Малка) (приложение 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988 исх «О направлении информации по ЦП с повышенной нагрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027»)	

Таблица 4.3.1.2. Анализ планируемого прироста заявленной мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Заявитель	Объект	Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе ДТП	Присоединенная мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Договор, ТУ на ТП	Расчет приростов нагрузки ЦП			
								Примечание	Итоговый Коэфф. Кр	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВт	Прогнози- руемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВА
1.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 110 кВ Баксан-110											
1.1			отсутствуют								
1.2	Договоры ТП малой мощности (менее 670 кВт) (перечень приведен в приложении 11)	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств по ДТП малой мощности, всего 132 шт	отсутствуют	2,854	10	2022	Договоры ТП малой мощности, всего 132 шт		0,2	0,571	0,672
Итого по ЦП										0,571	0,672

Таблица 4.3.1.3. Анализ загрузки трансформаторов в режиме N-1 с учетом договоров на технологическое присоединение и переводом нагрузки ПС 110 кВ Баксан-110 в период 2022 - 2027 годы

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование, тип(марка) трансформатора, год ввода в эксплуатацию	Сном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2021 годы ЗРД/ЛРД, МВА	Макс загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, %	Дата максимума Температуры Охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Прогнозируемый природостойкий по ТУ на ТП с учетом м Кр, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Коэффициент допустимой длительной перегрузки (табл. 1 требований к перегрузочной способности) ЗРД/ЛРД	Мероприятия на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятия	Требуемый срок Реализации	Наличие в ИП
ПС 110 кВ Баксан-110	Т-1, ТДТН-16000/110/35/10, 1987	2*16	18,68	116,75	15.12.2021 T=+3,2°С	-	116,75	0,672	19,352	121	1,13 (+3,2°С)	Замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2х16 МВА на трансформаторы 2х25 МВА	Аварийная перегрузка Т-1 (Т-2) в схеме N-1 в существующих режимах ЗРД и ЛРД электрической сети	2023 год.	нет
	Т-2, ТДТН-16000/110/35/10, 1988	2*16	17,05	106,56	19.06.2019 T=+26,5°С		106,56		17,772	111	0,94 (+26,5°С)				

Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Долинск с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы
Таблица 4.3.2.1. Наличие резервирования электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Долинск по сети низшего и среднего напряжения на 01.01.2022

Наименование питающего центра	Резервирование по сетям низшего напряжения (6-10 кВ)		Резервирование по сетям среднего напряжения (35 кВ)	
	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки
ПС 110 кВ Долинск (110/10/6 кВ)	2,0 МВА по сетям напряжения 6 кВ на ПС 110 кВ Нальчик-110 (Приложение 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988 исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027»)	3 часа	-	-

Таблица 4.3.2.2. Анализ планируемого прироста заявленной мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Заявитель	Объект	Мероприятие по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе ДТП	Присоединенная мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Договор, ТУ на ТП	Расчет приростов нагрузки ЦП			
								Применение	Итоговый коэфф. Кр	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВт	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВА
1.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 110 кВ Долинск											
2.1	МУП «Каббалккоммун-энерго» (сеть-сеть) (ДТП приведен в приложении № 5))	Школа на 1224 места, г. Нальчик (категория потребителей: крупные застройщики, в том числе жилищные	отсутствуют	2,0 (в том числе, существующая 1,2 МВт)	6	2022	Договор ТП от 11.10.2018 № 465/2018. ТУ от 27.07.2018 № 5583/2018/КБФ/НАЛРЭС ТУ на ТП конечных потребителей к электрическим сетям		0,4	0,32	0,36

№ п/п	Заявитель	Объект	Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе ДТП	Присоединенная мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Договор, ТУ на ТП	Расчет приростов нагрузки ЦП			
								Примечание	Итоговый коэфф. Кр	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВт	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВА
		комплексы, торгово-развлекательные центры)					МУП «Каббалккоммунэнерго» №182 от 26.04.2018 (ТУ на ТП приведены в приложении № 5)				
2.2	Балагов Руслан Борисович	многоквартирный жилой дом, г.Нальчик, пр.Ленина, 1 (категория потребителей: крупные застройщики, в том числе жилищные комплексы, торгово-развлекательные центры)	отсутствуют	1,0	10	2022	Договор ТП от 29.03.2019 № 71/2019, ТУ от 26.02.2019 № 6431/2019/КБФ/НА ЛРЭС изм. от 27.05.2020, от 14.04.2022		0,4	0,40	0,44
2.3	ООО "Аммик ГТГ"	Торговый комплекс (категория потребителей: Крупные застройщики в том числе жилищные комплексы, торгово-развлекательные центры)	отсутствуют	1,550 (в том числе сущ. 0,350)	10	2022	Договор ТП № 8857/2022/КБФ/НалРЭС от 26.05.2022, ТУ № 8857/2022/КБФ/НалРЭС от 18.05.2022		0,4	0,48	0,565
2.4	ИП Теуважуков З.Х.	МКД (категория потребителей: крупные застройщики, в том числе жилищные комплексы,	отсутствуют	1000	10	2022	Договор от 12.07.2021 № 12616/2021/КБФ/НалГЭС ТУ от 08.07.2021 № 12616/2021/КБФ/НалГЭС		0,4	0,4	0,44

№ п/п	Заявитель	Объект	Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе ДТП	Присоединенная мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Договор, ТУ на ТП	Расчет приростов нагрузки ЦП			
								Применение	Итоговый коэфф. Кр	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВт	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВА
		торгово-развлекательные центры)									
2.5	Договоры ТП малой мощности (менее 670 кВт) (перечень приведен в приложении 12)	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств по ДТП малой мощности – всего 138 шт	отсутствуют	4,465	10	2022 - 2027	Договоры ТП малой мощности – всего 138 шт		0,2	0,893	1,051
Итого по ЦП:										2,493	2,933

Таблица 4.3.2.3. Анализ загрузки трансформаторов в режиме N-1 с учетом договоров на технологическое присоединение и переводом нагрузки ПС 110 кВ Долинск в период 2022 - 2027 годы

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование, тип(марка) трансформатора, год ввода в эксплуатацию	Сном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2021 годы ЗРД/ЛРД, МВА	Макс. загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, % (при замене на дв тр-ра по 25 МВА)	Дата максимума, температура охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объем перевода на соседние ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, % (при замене на два тр-ра по 25 МВА)	Прогнозируемый природный по ТУ на ТПС с учетом Кр, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, % (при замене на дв тр-ра по 25 МВА)	Коэффициент. Допустимой длительной перегрузки ЗРД/ЛРД	Мероприятие на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятия	Требуемый срок реализации	Наличие в ИП
ПС 110 кВ Долинск	Т-1, ТРДН-25000/110 У1, 1987	3*25	33,5	134	19.12.2018 T=-0,9°C	2,0	126	2,933	34,433	138	1,15 (-0,9°C)	Замена существующих тр-ов Т-1, Т-2, Т-3 3х25 МВА на тр-ры 2*40 МВА	На основании акта технического освидетельствования от 15.08.2019 в 2023 году планируется реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 мощностью 3*25 МВА на два новых силовых	2023 год	нет
	Т-2, ТРДН-25000/110 У1, 1980 Т-3, ТРДН-25000/110 У1, 2010	3*25	26,07	104	19.06.2019 T=+26,5°C		96		27,003	108	0,94 (+26,5°C)				

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование трансформатора, тип(марка) трансформатора, год ввода в эксплуатацию	Sном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2021 годы ЗРД/ЛРД, МВА	Макс. загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, % (при замене на дв тр-ра по 25 МВА)	Дата максимума, температура охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объём перевода с соседних ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учётом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, % (при замене на два тр-ра по 25 МВА)	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП с учётом Кр, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учётом ДТП и перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учётом ДТП и перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, % (при замене на два тр-ра по 25 МВА)	Коэффициент. Допустимой длительной перегрузки ЗРД/ЛРД	Мероприятие на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятия	Требуемый срок реализации	Наличие в ИП
													трансформатора без увеличения суммарной мощности. Замена существующих тр-ов Т-1, Т-2, Т-3 3х25 МВА на тр-ры 2*40 МВА подтверждается аварийной перегрузкой в схеме N-1 в существующем режиме ЗРД и в режимах ЗРД и ЛРД с учётом прогнозируемого прироста		

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование трансформатора, тип(марка) трансформатора, год ввода в эксплуатацию	Sном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2021 годы ЗРД/ЛРД, МВА	Макс. загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, % (при замене на дв тр-ра по 25 МВА)	Дата максимума, температура охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объём перевода с одной на соседние ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учётом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, % (при замене на два тр-ра по 25 МВА)	Прогнозируемый природный сток мощности по ТУ на ТП с учётом Кр, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учётом ДТП и перевода дом нагрузки ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учётом ДТП и перевода дом нагрузки ЗРД/ЛРД, % (при замене на дв тр-ра по 25 МВА)	Коэффициент. Допустимой длительной перегрузки ЗРД/ЛРД	Мероприятие на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятия	Требуемый срок реализации	Наличие в ИП
													мощности по ТУ на ТП		

Наименование питающего центра	Резервирование по сетям низшего напряжения (6-10 кВ)		Резервирование по сетям среднего напряжения (35 кВ)	
	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки
ПС 110 кВ Кахун (110/10 кВ)	Отсутствие возможности резервирования по сетям низшего напряжения 10 кВ из-за отсутствия связей с ЦП с классом напряжения 110/10 кВ (приложение 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988 исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027»)		-	-

[illegible]

Таблица 4.3.3.4. Анализ загрузки трансформаторов в режиме N-1 с учетом договоров на технологическое присоединение и переводом нагрузки ПС 110 кВ Кахун в период 2022 - 2027 годы

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование, тип(марка) трансформатора, год ввода в эксплуатацию	Сном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2022 гг ЗРД/ЛРД, МВА	Макс. загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, %	Дата максимума, температура охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объем перевода нагрузки на соседние ЦП, МВА	Загрузка трансформаторов в ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП с учетом Кр, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Коэффициент Допустимой длительной перегрузки (таблица 1 требований к перегрузочной способности)	Мероприятия на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятий	Требуемый срок реализации	Наличие в ИП
ПС 110 кВ Кахун	T-1 ТМН-6300/110/10 1980	2*6,3	7,81	124	15.12.2021 T=+3,2 °C	-	124	0,155	7,965	126	1,12 (+3,2 °C)	Замена Т-1 и Т-2 2х6,3 МВА на трансформаторы 2х10 МВА	Аварийная перегрузка Т-1 (Т-2) в схеме N-1 в существующих режимах ЗРД и ЛРД электрической сети	2023 года	нет
	T-2 ТМН-6300/110/10 1989	2*6,3	6,54	103,8	16.06.2021 T=+24,5 °C		103,8		6,695	106	0,96 (+24,5 °C)				

Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Майская с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы
Таблица 4.3.4.1. Наличие резервирования электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Майская по сети низшего и среднего напряжения на 01.01.2022

Наименование питающего центра	Резервирование по сетям низшего напряжения (6-10 кВ)		Резервирование по сетям среднего напряжения (35 кВ)	
	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки
ПС 110 кВ Майская (110/35/10 кВ)	-	-	2,150 МВА ВЛ 35 кВ Л-474 на ПС 110 кВ Терек-2 (приложение № 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988 исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027»)	60 мин

Таблица 4.3.4.2. Анализ планируемого прироста заявленной мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Заявитель	Объект	Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе ДТП	Присоед мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Договор, ТУ на ТП	Расчет приростов нагрузки ЦП			
								Примечание	Итоговый коэфф. Кр	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВт	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВА
1.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 110 кВ Майская											
4.1.	Договоры ТП малой мощности (менее 670 кВт) (перечень приведен в приложении 14)	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств по ДТП малой мощности – всего 32 шт	отсутствуют	0,747	10	2021	Договоры ТП малой мощности – всего 32 шт		0,2	0,149	0,175

Таблица 4.3.4.3. Анализ загрузки трансформаторов в режиме N-1, с учетом договоров на технологическое присоединение и переводом нагрузки ПС 110 кВ Майская в период 2022 - 2027 годы

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование (марка) тр-ра, год ввода в эксплуатацию	Сном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2022 годы ЗРД/ЛРД, МВА	Макс. загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, %	Дата максимальной температуры охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП с учетом Кр, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводам нагрузки ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Коэфф. допустимой длительной перегрузки (табл 1 требований к перегрузочной способности) ЗРД/ЛРД	Мероприятия на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование меропрятий	Требуемый срок Реализации	Наличие в ИП
ПС 110 кВ Майская	Т-1 ТДТН-10000/110/35/10 1970	10	12,71	127,1	16.12.2020 T=+1,6°C	2,15	105,6	0,149	10,709	107	1,14 (+1,6°C)	Заменили Т-1 10 МВА на новый тр-р 16 МВА	Аварийная перегрузка Т-1 в схеме N-1 в существующем режиме ЛРД электрической сети.	2023 г.	нет
	Т-2 ТДТН-16000/110/35/10 1972	16	14,69	146,9	17.06.2020 T=+22,7°C		125,4		12,689	127	0,98 (+22,7°C)				

Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Малка с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы Таблица 4.3.5.1. Наличие резервирования электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Малка по сети низшего и среднего напряжения на 01.01.2022

Наименование питающего центра	Резервирование по сетям низшего напряжения (6-10 кВ)		Резервирование по сетям среднего напряжения (35 кВ)	
	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки
ПС 110 кВ Малка (110/35/10 кВ)	-	-	3,050 МВА ВЛ 35 кВ Л-481 на ПС 110 кВ Баксан-110 (приложение № 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988 исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027»)	20 мин

Таблица 4.3.5.2. Анализ планируемого прироста заявленной мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Заявитель	Объект	Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе ДТП	Присоединенная мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Договор, ТУ на ТП	Расчет приростов нагрузки ЦП			
								Примечание	Итоговый коэффициент Кр	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВт	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВА
1.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 110 кВ Малка											
5. 1.	ООО «Ставропольский фермер»	Мясохладобойня, Кировский район, пос. Прогресс, ул. Комсомольская, 1. (категория потребителей: Производство продуктов питания в том числе животноводческие комплексы и птицефабрики)	отсутствуют	2,0 (существующая Р _{мах} -110 кВт)	10	2022	Договор ТП № 658/2018 от 29.12.2018 ТУ на ТП № 6212/2018/КБФ/НалРЭС от 29.11.2018.		0,5	0,945	1,111
5. 2.	Договоры ТП малой мощности (менее 670 кВт) (перечень приведен в приложении № 15	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств по ДТП малой мощности – всего 44 шт	отсутствуют	1,939	10	2022-2027	Договоры ТП малой мощности – всего 44 шт		0,2	0,388	0,456
Итого по ЦП										1,333	1,567

Таблица 4.3.5.3. Анализ загрузки трансформаторов в режиме N-1, с учетом договоров на технологическое присоединение и переводом нагрузки ПС 110 кВ Малка в период 2022 - 2027 годы

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование, тип (марка) тр-ра, год ввода в эксплуатацию	Сном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2019 годы ЗРД/ЛРД, МВА	Макс загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, %	Дата максимума, температура охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП с учетом Кр, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Коэфф. допустимой длительной перегрузки (табл 1 требований к перегрузочной способности) ЗРД/ЛРД (ПЭВТ)	Мероприятие на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятия	Требуемый срок реализации	Наличие в ИП
ПС 110 кВ Малка	Т-1 ТДТН-10000/10-7 У1 1976	10	13,60	136,0	18.12.2019 Т=+4,7°С	3,05	105,5	1,567	12,117	121	1,11 (+4,7°С)	замена Т-1 10 МВА на новый тр-р 16 МВА	Аварийная перегрузка Т-1 в схеме N-1 в ЗРД и ЛРД с учетом прогнозируемого прироста мощности по ТУ на ТП.	2023 год	нет
	Т-2 ТДТН-25000/10-79 У1 1985	25	11,66	116,6	17.06.2020 Т=+22,7°С		86,1		10,177	102	0,97 (+22,7°С)				

Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Нарткала с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы

Таблица 4.3.6.1. Наличие резервирования электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Нарткала по сети низшего и среднего напряжения на 01.01.2022

Наименование питающего центра	Резервирование по сетям низшего напряжения (6-10 кВ)		Резервирование по сетям среднего напряжения (35 кВ)	
	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки
ПС 110 кВ Нарткала (110/6 кВ)	Отсутствие возможности резервирования по сетям низшего напряжения 6 кВ из-за отсутствия связей с ЦП с классом напряжения 110/6 кВ (приложение 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988 исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027»)			

Таблица 4.3.6.2. Анализ планируемого прироста заявленной мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Заявитель	Объект	Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе ДТП	Присоединенная мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Договор, ТУ на ТП	Расчет приростов нагрузки ЦП			
								Примечание	Итоговый коэфф. Кр	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВт	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВА
1.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 110 кВ Нарткала											
6.1.	Договоры ТП малой мощности (менее 670 кВт) (перечень приведен в приложении № 16)	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств по ДТП малой мощности – всего 24 шт	отсутствуют	0,548	6	2022	Договоры ТП малой мощности – всего 24 шт		0,2	0,11	0,129

Таблица 4.3.6.3. Анализ загрузки трансформаторов в режиме N-1, с учетом договоров на технологическое Присоединение и переводом нагрузки ПС 110 кВ Нарткала в 2022 – 2027 годах

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование, тип(марка) тр-ра, год ввода в эксплуатацию	Сном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2022 годы ЗРД/ЛРД, МВА	Макс. загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, %	Дата максимума, температура охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП с учетом Кр, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Коэффициент длительной перегрузки (табл 1 требований к перегрузочной способности) ЗРД/ЛРД	Мероприятие на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятия	Требуемый срок реализации	Наличие в ИП
ПС 110 кВ Нарткала	T-1 ТМН-6300/110 У1 1989	6,3	7,76	123,2	15.12.2021 T=+3,2°С	-	123,2	0,129	7,889	125	1,12 (+3,2°С)	замена Т-1 6,3 МВА на новый тр-р 10 МВА	Аварийная перегрузка Т-1 в схеме N-1 в существующих режимах ЗРД и ЛРД.	2023 год	нет
	T-2 ТДН-10000/110 У1 1991	10	6,43	102,1	19.06.2019 T=+26,5°С		102,1		6,559	104	0,94 (+26,5°С)				

Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Прохладная-1 с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы

Таблица 4.3.7.1. Наличие резервирования электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Прохладная-1 по сети низшего и среднего напряжения на 01.01.2022

Наименование питающего центра	Резервирование по сетям низшего напряжения (6-10 кВ)		Резервирование по сетям среднего напряжения (35 кВ)	
	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки
ПС 110 кВ Прохладная-1 (110/35/10 кВ)	-	-	4,600 МВА ВЛ 35 кВ Л-479 на ПС 110 кВ Баксан-110, ВЛ 35 кВ Л-478 на ПС Кура (СТЭ) (приложение 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988 исх «О направлении информации по ЦП с повышенной нагрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027»)	60 мин

Таблица 4.3.7.2. Анализ планируемого прироста заявленной мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Заявитель	Объект	Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе ДТП	Присоед. мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Договор, ТУ на ТП	Расчет приростов нагрузки ЦП			
								Примечание	Итоговый Коэфф. Кр	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВт	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВА
1.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 110 кВ Прохладная-1											
7.1.	Договоры ТП - отсутствуют		отсутствуют	0							
7.2.	Договоры ТП малой мощности (менее 670 кВт) (перечень приведен в приложении 19)	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств по ДТП малой мощности – всего 47 шт	отсутствуют	1,808	10	2022	Договоры ТП малой мощности – всего 47 шт		0,2	0,362	0,425

Таблица 4.3.7.3. Анализ загрузки трансформаторов в режиме N-1 с учетом договоров на технологическое присоединение и переводом нагрузки ПС 110 кВ Прохладная-1 в 2022 - 2027 годах

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование, тип(марка) трансформатора, год ввода в эксплуатацию	Сном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2022 гг ЗРД/ЛРД, МВА	Максимальная загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, %	Дата максимальная температура охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП с учетом Кр, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводам нагрузки ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Коэффициент Допустимой длительной перегрузки (табл 1 требований к перегрузочной способности) ЗРД/ЛРД	Мероприятия на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятий	Требуемый срок реализации	Наличие в ИП
ПС 110 кВ Прохладная-1	Т-1 ТДТН-16000/110 У1 1977	2*16	22,25	139	15.12.2021 Т=+3,2°С	4,6	110	0,425	18,075	113	1,12 (+3,2°С)	Замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2х16 МВА на трансформаторы 2х25 МВА	Аварийная перегрузка в схеме N-1 в существующем режиме ЛРД электрической сети и режимах ЗРД и ЛРД с учетом прогнозируемого прироста мощности	2023 г.	нет
	Т-2 ТДТН-16000/110 У1 2007	2*16	25,69	160,6	19.06.2019 Т=+26,5°С		131,8		21,515	134	0,94 (+26,5°С)				

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование, тип(марка) трансформатора, год ввода в эксплуатацию	Сном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2022 гг ЗРД/ЛРД, МВА	Максимальная загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, %	Дата максимума температуры охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП с учетом Кр, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Коэффициент Допустимой длительной перегрузки (таблица 1 требований к перегрузочной способности) ЗРД/ЛРД	Мероприятия на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятий	Требуемый срок реализации	Наличие в ИП
													по ТУ на ТП.		

Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ ПТФ с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы
Таблица 4.3.8.1. Наличие резервирования электроснабжения потребителей ПС 110 кВ ПТФ по сети низшего и среднего напряжения на 01.01.2022

Наименование питающего центра	Резервирование по сетям низшего напряжения (6-10 кВ)		Резервирование по сетям среднего напряжения (35 кВ)	
	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки
ПС 110 кВ ПТФ (110/6 кВ)	0,5 МВА на ПС 110 кВ (приложение № 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 г. №МР8/КБФ/01-00/988 исх «О направлении информации по ЦП с повышенной нагрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027»)	1,5 часа	-	-

Таблица 4.3.8.2. Анализ планируемого прироста заявленной мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Заявитель	Объект	Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе ДТП	Присоед мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Договор, ТУ на ТП	Расчет приростов нагрузки ЦП			
								Примечание	Итоговый коэфф. Кр	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВт	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВА
1.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 110 кВ ПТФ											
7.1.	ООО «Сады Нальчика»	Обеспечение технологического присоединения энергетических установок ООО «Сады Нальчика», КБР, Чегемский район, с. Нартан, (категория потребителей: агропромышленные комплексы (теплицы)	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой существующего силового трансформатора Т-1 6,3 МВА на 10 МВА	1,2	6	2023	Договор об осуществлении ТП от 11.04.2019 № 80/2019, ТУ № 6631/2019/КБФ/Нал_РЭС от 20.03.2019.		0,9	1,08	1,2
7.2.	Договоры ТП малой мощности (менее 670 кВт)	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств по ДТП	отсутствуют	1,624	6	2022	Договоры ТП малой мощности – всего 49 шт		0,2	0,325	0,382

№ п/п	Заявитель	Объект	Мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе ДТП	Присоед. мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Договор, ТУ на ТП	Расчет приростов нагрузки ЦП			
								Примечание	Итоговый коэфф. Кр	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВт	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВА
	(перечень приведен в приложении 17)	малой мощности – всего 49 шт									
Итого по ЦП										1,405	1,582

Таблица 4.3.8.3. Анализ загрузки трансформаторов в режиме N-1 с учетом договоров на технологическое присоединение и переводом нагрузки ПС 110 кВ ПТФ в период 2022 - 2027 годах

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование, тип(марка) тра, год ввода в эксплуатацию	Сном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2022 годы ЗРД/ЛРД, МВА	Макс загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, %	Дата максимума, температура охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП с учетом Кр, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Коэфф допустимой длительной перегрузки (табл 1 требований к перегрузочной способности) ЗРД/ЛРД	Мероприятие на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятия	Требуемый срок реализации	Наличие в ИП
ПС 110 кВ ПТФ	Т-1 ТМН-6300/110 1985	6,3	8,921	141.6	16.12.2020 T=+1,6°C	0,5	133,7	1,58	10,0	158,7	1,13 (+1,6°C)	замена Т-1 6,3 МВА на 10 МВА	Аварийная перегрузка Т-1 в схеме N-1 в существующих режимах ЗРД	2023 год	включено в ИП
	Т-2 ТДН-10000/110 У1 1981	10	8,31	131,9	19.06.2019 T=+26,5°C		123,9		9,39	149,0	0,94 (+26,5°C)				

Анализ загрузки центра питания ПС 110 кВ Чегем-2 с учетом договоров на технологическое присоединение на 2022 - 2027 годы

Таблица 4.3.9.1. Наличие резервирования электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Чегем-2 по сети низшего и среднего напряжения на 01.01.2022

Наименование питающего центра	Резервирование по сетям низшего напряжения (6-10 кВ)		Резервирование по сетям среднего напряжения (35 кВ)	
	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки	Объем и место, куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки
ПС 110 кВ Чегем-2 (110/35/10 кВ)	Отсутствие возможности резервирования по сетям напряжения 35-10 кВ из-за отсутствия связей с ЦП с классом напряжения 110/35//10 кВ (приложение № 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 22.04.2022 № МР8/КБФ/01-00/988 исх «О направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР 2023-2027»)			

Таблица 4.3.9.2. Анализ планируемого прироста заявленной мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение по состоянию на 01.01.2022 г.

№	Заявитель	Объект	Мероприятия	Присоед.	Класс	Год	Договор,	Расчет приростов нагрузки ЦП
---	-----------	--------	-------------	----------	-------	-----	----------	------------------------------

п/п			по увеличению трансформаторной мощности, предусмотренные ТУ в составе ДТП	мощность, МВт	напряжения, кВ	ввод а	ТУ на ТП	Примечание	Итоговый Коэфф. Кр	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВт	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП, МВА
1.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 110 кВ Чегем-2											
8.1	Договоры ТП малой мощности (менее 670 кВт) (перечень приведен в приложении 18)	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств по ДТП малой мощности – всего 69 шт	отсутствуют	1,502	10	2022	Договоры ТП малой мощности – всего 69 шт		0,2	0,3	0,353

Таблица 4.3.9.3. Анализ загрузки трансформаторов в режиме N-1 с учетом договоров на технологическое присоединение и переводом нагрузки ПС 110 кВ Чегем-2 в период 2022 - 2027 годах

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование, тип(марка) трансформатора, год ввода в эксплуатацию	Сном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2022 годы ЗРД/ЛРД, МВА	Макс. загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, %	Дата максимума, температура охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП с учетом Кнесов п, Коднов р, МВА	Загрузка трансформаторов в ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки и ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки и ЗРД/ЛРД, %	Коэффициент длительной перегрузки (табл 1 требований к перегрузочной способности) ЗРД/ЛРД	Мероприятия на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятия	Требуемый срок Реализации	Наличие в ИП
ПС 110 кВ Чегем-2	Т-1 ТДТН-16000/110 У1 1987	2*16	17,251	107,8	16.12.2020 T=+1,6°C	-	107,8	0,353	17,604	110	1,13 (+1,6°C)	Замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2х16 МВА на новые трансформаторы 2х25	Аварийная перегрузка в схеме N-1 в существующем режиме ЛРД	2023 год	-
	Т-2 ТДТН-16000/110 У1 1988	2*16	16,11	100,6	17.06.2020 T=+22,7°C		100,6		16,463	103	0,97 (+22,7°C)				

Наименование питающего центра	Диспетчерское наименование, тип(марка) тр-ра, год ввода в эксплуатацию	Sном, МВА	Максимальная фактическая загрузка ЦП за 2017-2022 годы ЗРД/ЛРД, МВА	Макс. загрузка в режиме N-1 ЗРД/ЛРД, %	Дата максимума, температура охлаждающей среды ЗРД/ЛРД	Объем переведимой на соседние ЦП нагрузки, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом перевода нагрузки ЗРД/ЛРД, %	Прогнозируемый прирост мощности по ТУ на ТП с учетом Кнесов п, Коднов р, МВА	Загрузка трансформаторов в ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки и ЗРД/ЛРД, МВА	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме N-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки и ЗРД/ЛРД, %	Коэфф. Допустимой длительной перегрузки (табл 1 требований к перегрузочной способности) ЗРД/ЛРД	Мероприятия на увеличение трансформаторной мощности	Обоснование мероприятия	Требуемый срок Реализации	Наличие в ИП
												МВА			

4.3.11. Выводы по результатам анализа загрузки ЦП с повышенной нагрузкой

Выполнив анализ приведенной информации (данных разделов 3.3.1 – 3.3.9), можно сделать следующие выводы:

ПС 110 кВ Баксан-110.

Существующей пропускной способности трансформаторных связей ПС 110 кВ Баксан-110 (2 х 16 МВА) недостаточно для электроснабжения потребителей по причине их аварийной перегрузки 121% в схеме N-1 в режиме ЗРД и 111% в режиме ЛРД с учетом прогнозируемого прироста мощности по ТУ на ТП.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) существующих трансформаторов при зимней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+3,2^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 1.13, при летней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+26,5^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 0.94.

Рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2х16 МВА на трансформаторы 2х25 МВА на этапе 2023 года для устранения аварийной перегрузки Т-1(Т-2) в схеме N-1 в существующих режимах ЗРД и ЛРД электрической сети.

Приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 3 4@ ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы не предусмотрено выполнение данного мероприятия.

ПС 110 кВ Долинск.

Существующей пропускной способности трансформаторных связей ПС 110 кВ Долинск (3 х 25 МВА) достаточно для электроснабжения потребителей в нормальной схеме сети и при аварийном отключении одного из трансформаторов, увеличения трансформаторной мощности не требуется (с учетом перевода нагрузки на смежные центры питания).

На основании акта технического освидетельствования от 15.08.2019, а также в соответствии с письмом филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 26.04. 2022 № МР8/КБФ/01-00/1027 «О включении объектов в СиПР КБР 2023-2027» (приложение 7) в 2023 году планируется реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 мощностью 3*25 МВА на два новых силовых трансформатора без увеличения суммарной существующей мощности.

Необходимость замены существующих трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 3х25 МВА на трансформаторы 2*40 МВА подтверждается аварийной перегрузкой в случае замены на два трансформатора по 25 МВА в схеме N-1 в существующих режимах ЗРД - 134% и ЛРД 104%.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) существующих трансформаторов при зимней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $-0,9^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 1.15, при летней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+26,5^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 0.94.

Рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Долинск с заменой существующих трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 3х25 МВА на трансформаторы 2*40 МВА на этапе 2023 года для устранения аварийной перегрузки

в схеме N-1 в существующем режиме электрической сети ЗРД и ЛРД.

Приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34 @ ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы не предусмотрено выполнение данного мероприятия.

ПС 110 кВ Кахун.

Существующей пропускной способности трансформаторных связей ПС 110 кВ Кахун (2 х 6,3 МВА) недостаточно для электроснабжения потребителей по причине их аварийной перегрузки 126% и 106% в схеме N-1 в существующих режимах электрической сети соответственно ЗРД и ЛРД.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) существующих трансформаторов при зимней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики +3,2°C $K_{пер}$ составит 1.12, при летней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики +24,5°C $K_{пер}$ составит 0.96.

Рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2х6,3 МВА на трансформаторы 2х10 МВА на этапе 2023 года для устранения аварийной перегрузки Т-1(Т-2) в схеме N-1 в существующих режимах электрической сети ЗРД и ЛРД.

Приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@ ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы не предусмотрено выполнение данного мероприятия.

ПС 110 кВ Майская.

Существующей пропускной способности трансформаторных связей ПС 110 кВ Майская (Т-1 10 МВА, Т-2 16 МВА) недостаточно для электроснабжения потребителей по причине их аварийной перегрузки 127% (с учетом перевода нагрузки на смежные центры питания) в схеме N-1 в существующем режиме ЛРД электрической сети.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) существующих трансформаторов при зимней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики +1,6°C $K_{пер}$ составит 1.14, при летней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики +22,7°C $K_{пер}$ составит 0.98.

Рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор 16 МВА на этапе 2023 года для устранения аварийной перегрузки Т-1 в схеме N-1 в существующем режиме ЛРД электрической сети.

Приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@ ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы не предусмотрено выполнение данного мероприятия.

ПС 110 кВ Малка.

Существующей пропускной способности трансформаторных связей ПС 110 кВ Малка (Т-1 10 МВА, Т-2 25 МВА) недостаточно

для электроснабжения потребителей по причине их аварийной перегрузки 117% и 97% (с учетом перевода нагрузки на смежные центры питания) в схеме N-1 соответственно в ЗРД и ЛРД с учётом прогнозируемого прироста мощности по ТУ на ТП.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) существующих трансформаторов при зимней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+4,7^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 1.11, при летней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+22,7^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 0.97.

Рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый трансформатор 16 МВА на этапе 2023 года для устранения аварийной перегрузки Т-1 в схеме N-1 в ЗРД и ЛРД с учётом прогнозируемого прироста мощности по ТУ на ТП.

Приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@ ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы не предусмотрено выполнение данного мероприятия.

ПС 110 кВ Нарткала.

Существующей пропускной способности трансформаторных связей ПС 110 кВ Нарткала (Т-1 6,3 МВА, Т-2 10 МВА) недостаточно для электроснабжения потребителей по причине их аварийной перегрузки 125% и 104% в схеме N-1 в существующих режимах электрической сети соответственно в ЗРД и ЛРД.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) существующих трансформаторов при зимней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+3,2^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 1.12, при летней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+26,5^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 0.94.

Рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на новый трансформатор 10 МВА на этапе 2023 года для устранения аварийной перегрузки Т-1 в схеме N-1 в существующих режимах электрической сети ЗРД и ЛРД.

Приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@ ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы не предусмотрено выполнение данного мероприятия.

ПС 110 кВ Прохладная-1.

Существующей пропускной способности трансформаторных связей ПС 110 кВ Прохладная-1 (2 x 16 МВА) недостаточно для электроснабжения потребителей по причине их аварийной перегрузки 113,6% и 131,3% (с учетом перевода нагрузки на смежные центры питания) в схеме N-1 соответственно в существующих режимах электрической сети ЛРД и режиме ЗРД с учетом прогнозируемого прироста мощности по ТУ на ТП.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) существующих трансформаторов при зимней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+3,2^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 1.12, при летней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+26,5^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 0.94.

Рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Прохладная-1 с заменой существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2х16 МВА на трансформаторы 2х25 МВА на этапе 2023 года для устранения аварийной перегрузки в схеме N-1 в существующем режиме электрической сети ЛРД и режимах ЗРД и ЛРД с учётом прогнозируемого прироста мощности по ТУ на ТП.

Приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@ ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы не предусмотрено выполнение данного мероприятия.

ПС 110 кВ ПТФ.

Существующей пропускной способности трансформаторных связей ПС 110 кВ ПТФ (Т-1 6,3 МВА, Т-2 10 МВА) недостаточно для электроснабжения потребителей по причине их аварийной перегрузки в схеме N-1 в существующих режимах ЗРД (133,7%) и ЛРД (123,9%) (с учетом перевода нагрузки на смежные центры питания).

Коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) существующих трансформаторов при зимней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+1,6^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 1.13, при летней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+26,5^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 0.94.

Рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на 10 МВА на этапе 2022 года для устранения аварийной перегрузки Т-1 в схеме N-1 в существующих режимах ЗРД и ЛРД (ПЭВТ).

Также, согласно ТУ на ТП № 6631/2019/КБФ/НалРЭС от 20.03.2019, ДТП № 80/2019 от 11.04.2019 предусмотрены мероприятия по замене существующего трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на 10 МВА на этапе 2022 года.

Приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@ ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы не предусмотрено выполнение данного мероприятия.

ПС 110 кВ Чегем-2.

На основании акта ТО от 20.08.2019 в 2023 году предусматривается реконструкция ПС 110 кВ Чегем-2 с заменой существующих трансформаторов мощностью 2*16 МВА на новые трансформаторы 2*16 МВА.

Существующей пропускной способности трансформаторных связей ПС 110 кВ Чегем-2 (2 х 16 МВА) недостаточно для электроснабжения потребителей по причине их аварийной перегрузки 103% (с учетом перевода нагрузки на смежные центры питания) в схеме N-1 в ЛРД в существующем режиме электрической сети.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) существующих трансформаторов при зимней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+1,6^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 1.13, при летней температуре воздуха энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики $+22,7^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{пер}}$ составит 0.97.

Рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Чегем-2 с заменой существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2х16 МВА на новые трансформаторы 2х25 МВА на этапе 2023 года для устранения аварийной перегрузки в схеме N-1 в существующем режиме электрической сети ЛРД.

Приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@ ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы не предусмотрено выполнение данного мероприятия.

ПС 110 кВ Адыл-Су.

Существующей пропускной способности трансформаторных связей ПС 110 кВ Адыл-Су (Т-1 10 МВА, Т-2 6,3 МВА) достаточно для электроснабжения существующих потребителей в нормальной схеме сети и при аварийном отключении трансформатора Т-1 10 МВА. Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2021 гг. составила в ЗРД 4,77 МВА и 76%, в ЛРД 3,66 МВА и 58% в режиме N-1.

С учетом перспективного осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью 17,909 МВт объекта «Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Эльбрус» АО «КАВКАЗ.РФ» нагрузка составит в ЗРД 21,6 МВА и 342%, в ЛРД 20,7 МВА и 328% в режиме N-1 существующей трансформаторной мощности.

Согласно Договору об осуществлении технологического присоединения от 8.12.2021 № 34651/2021/КБФ/ЭльБРЭС энергопринимающих устройств максимальной мощностью 17,909 МВт объекта «Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Эльбрус» акционерного общества «КАВКАЗ.РФ» в 2023 году предусматривается выполнить:

1.1. Реконструкцию ПС 110 кВ Адыл-Су с заменой существующих силовых трансформаторов на трансформаторы мощностью по 25 МВА каждый с устройствами АРН.

1.2. Реконструкцию ПС 110 кВ Адыл-Су с установкой двух дополнительных линейных ячеек на I и II СШ ОРУ-35 кВ с элегазовыми выключателями.

1.3. Сооружение двух ВЛ 35 кВ от проектируемых ячеек п. 1.2 до проектируемой ПС 35 кВ Азау с использованием существующего двухцепного участка ВЛ 35 кВ ориентировочной протяженностью 4,7 км проводом АС-120 (ПС 110 кВ Адыл-Су – с. Байдаево), сооружаемого участка ВЛ 35 кВ в двухцепном исполнении ориентировочной протяженностью 9,3 км проводом АС-120 (с. Байдаево - ПС 35 кВ Азау).

1.4. Строительство ВЛ 35 кВ, присоединяемой отпайкой от одной цепи проектируемого участка двухцепной ВЛ 35 кВ, сооружаемой по пункту 1.3

до проектируемой ПС 35 кВ Обсерватория, ориентировочной протяженностью 3,5 км, проводом АС-95.

1.5. Строительство на границе земельного участка Заявителя ПС 35 кВ Обсерватория с установкой силового трансформатора 35/10 кВ номинальной мощностью 6,3 МВА с устройством АРН, РУ-35 кВ по типовой схеме № 35-ЗН Блок (линия-трансформатор) с выключателем.

1.6. Строительство ПС 35 кВ Азау с установкой двух силовых

трансформаторов 35/10 кВ номинальной мощностью по 16 МВА каждый с устройствами АРН, РУ-35 кВ по типовой схеме № 35-4Н Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

Приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@ ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы не предусмотрено выполнение данных мероприятий.

Баланс реактивной мощности В энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики большая часть трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ и 35 кВ снабжены устройствами для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) без перерыва электроснабжения потребителей. Отдельные трансформаторы снабжены устройством ПБВ (переключение без возбуждения). На таких трансформаторах регулирование осуществляется при отключенном трансформаторе. Данные по устройствам регулирования по ПС 110-35 кВ приведены в таблице 4.11.1. В энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики отсутствуют устройства компенсации реактивной мощности.

Таблица 4.11.1. Типы устройств регулирования напряжения трансформаторов 35 - 110 кВ энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Подстанция	Наименование трансформатора	Тип РПН	Регулировочный диапазон (паспортн. и факт.)	Наличие устройства АРН и его использование	Год установки
ПС 110 кВ В.Акбаш	Т-1	РНТА-60/200	1-19/1-19	нет	1981
ПС 110 кВ Нейтрино	Т-1	-	-	нет	1982
ПС 110 кВ Нальчик-110	Т-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	2011
	Т-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1990
	Т-3	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1986
ПС 110 кВ Котляревская	Т-1	РС-4	1-19/1-19	нет	1984
ПС 110 кВ Каменноостская	Т-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1989
	Т-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1990
ПС 110 кВ Плотина	Т-1	-	-	нет	1994
ПС 110 кВ РМЗ	Т-2	РС-3	1-19/1-19	да/не используется	1981
ПС 110 кВ Искож	Т-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1973
	Т-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1971
ПС 110 кВ СКЭП	Т-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1990
	Т-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	2014
ПС 110 кВ Гунделен	Т-2	РС-9	1-19/1-19	нет	1989
	Т-1	РС-9	1-19/1-19	нет	1989
ПС 110 кВ Баксан-110	Т-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1988
	Т-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1988

Подстанция	Наименование трансформатора	Тип РПН	Регулировочный диапазон (паспортн. и факт.)	Наличие устройства АРН и его использование	Год установки
ПС 110 кВ Псыгансу	T-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1993
	T-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1993
ПС 110 кВ Кахун	T-1	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1981
	T-2	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1989
ПС 110 кВ Старый Лескен	T-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	2010
	T-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1993
ПС 110 кВ Адыл-Су	T-2	РС-4	1-19/1-19	нет	1982
	T-1	РС-4	1-19/1-19	нет	2015
ПС 110 кВ Соцгородок	T-1	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	2011
ПС 110 кВ Залукокоаже	T-2	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1992
	T-1	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1982
ПС 110 кВ ЦРУ	T-2	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1989
	T-1	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1987
ПС 110 кВ Кашхатау	T-1	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1996
	T-2	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1996
ПС 110 кВ Чегем-2	T-1	РС-2	1-19/1-19	да/не используется	1987
	T-2	РС-3	1-19/1-18	да/не используется	1988
ПС 110 кВ Герменчик	T-1	РС-4	1-19/1-19	нет	1981
ПС 110 кВ Долинск	T-3	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	2010
	T-1	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1987
	T-2	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1980
ПС 110 кВ Кызбурун-110	T-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1988
	T-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1988
ПС 110 кВ Нарткала	T-1	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1989
	T-2	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1991
ПС 110 кВ Прохладная-1	T-1	РС-3/110/400	1-19/1-19	нет	1977

Подстанция	Наименование трансформатора	Тип РПН	Регулировочный диапазон (паспортн. и факт.)	Наличие устройства АРН и его использование	Год установки
	T-2	РС-9/110/400	1-19/1-19	нет	2007
ПС 110 кВ Терек-2	T-1	РС-4-74	1-19/1-19	да/не используется	1977
	T-2	РС-4-74	1-19/1-19	да/не используется	1992
ПС 110 кВ Телемеханика-1	T-2	РС-4-74	1-19/1-19	да/не используется	1988
	T-1	РС-4-74	1-19/1-19	да/не используется	2006
ПС 110 кВ Малка	T-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1985
	T-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1976
ПС 110 кВ Екатериноградская	T-1	-	-	нет	1970
ПС 110 кВ Аушигер	T-1	РС-4	1-19/1-19	нет	1978
ПС 110 кВ Дубки	T-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	2011
	T-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	2012
ПС 110 кВ ПТФ	T-1	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1985
	T-2	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1981
ПС 110 кВ Водозабор	T-1	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1982
	T-2	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1982
ПС 110 кВ Заводская	T-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1990
	T-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1990
ПС 110 кВ Майская	T-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1970
	T-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	1972
ПС 110 кВ РМЗ	T-1	РС-4	1-19/1-19	да/не используется	1983
ПС 110 кВ Юго-Восточная	T-1	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	2017
	T-2	РС-9	1-19/1-19	да/не используется	2017
Баксанская ГЭС	ТПГ Баксанская ГЭС	РС-9	1-19/1-19	нет	2012

Подстанция	Наименование трансформатора	Тип РПН	Регулировочный диапазон (паспортн. и факт.)	Наличие устройства АРН и его использование	Год установки
ПС 35 кВ Баксаненок	T-31	-	-	нет	1979
ПС 110 кВ Нейтрино	T-31	РС-4-74	1-19/1-19	нет	1967
ПС 35 кВ Акбаш-35	T-33	-	-	нет	1965
ПС 35 кВ В.Курп	T-31	РНТА-35	1-5/1-5	нет	1990
ПС 35 кВ Джайлык	T-31	-	-	нет	1978
ПС 35 кВ ЗАИ	T-31	-	-	нет	1971
	T-32	-	-	нет	1986
ПС 35 кВ Лечинкай	T-31	-	-	нет	1987
ПС 35 кВ Н.Курп	T-31	-	-	нет	1994
ПС 35 кВ Пенькозавод	T-32	-	-	нет	1981
ПС 35 кВ Терек-1	T-31	РНТА-35	1-9/1-9	нет	1990
ПС 35 кВ Терекская	T-31	РНТА-35	1-9/1-9	нет	1989
ПС 35 кВ Героев Эльбруса	T-32	РНТА-Y-35/125	1-9/1-9	нет	2009
	T-31	РНТА-Y-35/125	1-9/1-9	нет	2009
ПС 35 кВ Чалмас	T-31	-	-	нет	1998
ПС 35 кВ Чегем-1	T-32	-	-	нет	2007
	T-31	-	-	нет	2014
ПС 35 кВ Чегет	T-32	-	-	нет	1981
	T-31	-	-	нет	2017
ПС 35 кВ Сармаково	T-32	-	-	нет	1971
	T-31	РС - 4	1-14/1-14	нет	1980
ПС 35 кВ Александровская	T-31	РС - 4	1-9/1-9	нет	1967
	T-32	РС - 4	1-19/1-19	нет	1982
ПС 35 кВ Аргудан	T-31	РНТА-Y-35/125	1-5/1-5	нет	1980
ПС 35 кВ Баксан-35	T-32	-	-	нет	1980
	T-31	-	-	нет	1972

Подстанция	Наименование трансформатора	Тип РПН	Регулировочный диапазон (паспортн. и факт.)	Наличие устройства АРН и его использование	Год установки
ПС 35 кВ Дальняя	T-31	-	-	нет	2017
ПС 35 кВ Залукодес	T-32	-	-	нет	1976
	T-31	-	-	нет	1976
ПС 35 кВ Заречная	T-31	РНТА-35/320-У1	1-14/1-14	нет	1982
ПС 35 кВ Кара-Су	T-31	-	-	нет	1985
ПС 35 кВ Красная Нива	T-31	РС-9	1-14/1-14	нет	1988
ПС 35 кВ Крем-Константиновская	T-31	-	-	нет	1975
	T-32	-	-	нет	1978
ПС 35 кВ Куркужин	T-31	-	-	нет	1978
	T-32	-	-	нет	1985
ПС 35 кВ Лескен-1	T-31	-	-	нет	1976
ПС 35 кВ Малакановская	T-31	РНТА-35/ 320-У1	1-14/1-14	нет	1982
ПС 35 кВ Н.Чегем	T-31	РНТА-У-35/125	1-5/1-5	нет	1987
ПС 35 кВ Ново-Ивановская	T-32	РНТА V-35/200-8/9-2000У1	1-9/1-9	нет	2011
	T-31	РНТА V-35/200-8/9-2000У1	1-9/1-9	нет	2011
ПС 35 кВ Ново-Полтавская	T-31	РНТА-У-35/125	1-9/1-9	нет	1992
	T-32	РС-4 III-400-35/8	1-19/1-19	нет	1988
ПС 35 кВ Прималкинская	T-31	РС-4 III-400-35/8	1-19/1-19	нет	1987
	T-32	-	-	нет	1980
ПС 35 кВ Пролетарская	T-31	-	-	нет	1976
ПС 35 кВ Саратовская	T-32	-	-	нет	1978
	T-31	-	-	нет	1972

Подстанция	Наименование трансформатора	Тип РПН	Регулировочный диапазон (паспортн. и факт.)	Наличие устройства АРН и его использование	Год установки
ПС 35 кВ Советская	Т-31	-	-	нет	1980
ПС 35 кВ Солдатская	Т-32	-	-	нет	1985
	Т-31	РС-4	1-19/1-19	нет	1985
ПС 35 кВ Старый Урух	Т-31	РНТА-Y-35/125	1-5/1-5	нет	1978
ПС 35 кВ ЦСБ	Т-31	РПН+4 x 2,5%	1-4/1-4	нет	1994
ПС 35 кВ Бабугент	Т-31	-	-	нет	1991
Всего ТР 110 кВ, из них:		66			
с РПН		63			
без РПН		3			
Всего ТР 35 кВ, из них:		53			
с РПН		21			
без РПН		32			

Анализируя результаты расчетов характерных режимов энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики можно отметить, что уровни напряжения в сетях 35-110 кВ находятся в допустимых пределах. Информация о минимальных и максимальных значениях напряжений в сети 35-110 кВ представлена в таблице 4.11.2.

Таблица 4.11.2. Максимальные и минимальные напряжения в сети 35-110 кВ энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Режим	U _{min} 110, кВ	U _{max} 110, кВ	U _{min} 35, кВ	U _{max} 35, кВ
Зима макс	111,5	114,6	34,6	37,9
Зима мин	114,9	117,5	35,0	37,5
Лето макс	115,7	118,9	35,0	38,1
Лето мин	117,4	119,7	35,1	38,0

Анализируя результаты расчетов характерных режимов 2022 и 2027 годов энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики можно отметить, что уровни напряжения в сетях 35-110 кВ находятся в допустимых пределах. Информация о минимальных и максимальных значениях напряжений в сети 35 - 110 кВ представлена в таблицах 4.11.3 и 4.11.4.

Таблица 4.11.3. Максимальные и минимальные напряжения в сети 35 - 110 кВ энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на этап 2022 года

Режим	U _{min} 110, кВ	U _{max} 110, кВ	U _{min} 35, кВ	U _{max} 35, кВ
Зима макс хп	114,5	118,3	34,5	38,1
Зима мин хп	115,1	118,6	35,0	37,6
Зима макс +10	114,5	118,3	34,5	38,1
Зима мин +10	115,1	118,6	35,0	37,6
Лето макс	113,8	117,7	34,8	38,3
Лето мин	118,5	121,3	35,3	38,3
ПЭВТ	114,4	118,2	35,1	38,1
Паводок	114,4	118,2	35,1	38,1

Таблица 4.11.4. Максимальные и минимальные напряжения в сети 35 - 110 кВ энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на этап 2027 года

Режим	U _{min} 110, кВ	U _{max} 110, кВ	U _{min} 35, кВ	U _{max} 35, кВ
Зима макс хп	112,1	115,7	35,0	38,4
Зима мин хп	115,3	119,9	35,0	38,3
Зима макс +10	112,1	115,7	35,0	38,4
Зима мин +10	115,3	119,9	35,0	38,3
Лето макс	113,7	118,2	35,1	38,7
Лето мин	118,7	123,3	35,5	38,6
ПЭВТ	114,7	118,9	35,1	38,1
Паводок	114,7	118,9	35,1	38,1

Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики до 2027 года показал, что регулирование напряжения в сети 35-110 кВ обеспечивается в допустимых диапазонах, однако при аварийном отключении ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети теряется питание ПС 35 кВ Ново-Полтавская, ПС 35 кВ Саратовская и ПС 35 кВ Солдатская. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться пониженные напряжения по транзиту 35 кВ Баксан – Крем-Константиновская – Ново-Полтавская.

Анализ токов короткого замыкания

В настоящее время уровни токов короткого замыкания на шинах подстанций 35 и 110, 330 кВ энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики находятся в допустимых пределах и не вызывают проблем функционирования сети, связанных с высокими значениями токов короткого замыкания.

Согласно отчетным данным филиала публичного акционерного общества «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» на подстанциях, находящихся в ведении филиала, установлены 256 выключателей, 180 из которых установлены на напряжении 110 кВ и 76 выключателей на напряжение 35 кВ. Срок службы большинства выключателей составляет 20 - 40 лет, а отдельные выключатели эксплуатируются 45 лет и более.

Сводные данные по выключателям 35 кВ и более приведены в таблице 4.12.1.

Проведенный анализ уровней токов короткого замыкания в электрических сетях 35 кВ и выше Кабардино-Балкарской Республики до 2027 года показал, что на всех подстанциях 110 и 35 кВ наблюдается соответствие уровней токов к.з. отключающей способности выключателей и замена старых масляных и воздушных выключателей на современные может быть связана с большим сроком службы и старением части коммутационного оборудования.

Таблица 4.12.1. Основные данные установленных на ПС 330, 110 и 35 кВ выключателей

№ п/п	Наименование подстанции	Тип выключателя	Кол-во	Уно м, кВ	Ном. ток отключения, кА	Макс уровень I(3), кА	Макс уровень I(1), кА	Год выпуска /год ввода	Срок эксплуатации
1.	ПС 330 кВ Баксан (шины 330кВ)	3AP2FI	6	330	63	9,69	8,96	2013	9
2.	ПС 330 кВ Баксан (шины 110кВ)	ВВБМ-110Б	12	110	31,5	14,27	14,79	1990	32
3.	ПС 330 кВ Нальчик (шины 330кВ)	3AP2FI 362 PMI-40-30	3	330	40	8,28	7,05	2013	9
4.	ПС 330 кВ Нальчик (шины 110кВ)	ВМТ-110Б, ВЭБ-110	10	110	40	13,84	14,73	1994	28
5.	ПС 330 кВ Прохладная-2 (шины 330 кВ)	ВВ-330Б-2000-20-У1 ВВН-330-15	8	330	26,2 20	11,02	9,97	1978	44
6.	ПС 330 кВ Прохладная-2 (шины 110 кВ)	ММО-110 ВЭБ-110П*- 40/2500УХЛ1	14	110	31,5 40	15,65	16,97	1978	44
7.	ПС 110 кВ Нальчик-110	ВГТ-110Ш-40/3150У1	5	110	40	13,06	13,63	2014	8
8.		ВГТ-110Ш-40/3150У1	5	110	40	13,06	13,63	2013	9
9.	ПС 110 кВ Телемеханика-1	ВЭБ-110-40/2500	3	110	40	9,85	8,78	2010	12
		ВЭБ-110-25/1250	1	110	25	9,85	8,78	2010	12
10.		ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	1	110	25	9,85	8,78	1990	32
11.	ПС 110 кВ СКЭП	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	3	110	25	11,26	10,84	1990	32
12.	ПС 110 кВ Дубки	ВГТ-110П-40/3150-У1	6	110	40	9,91	9,3	2012	10
13.	ПС 110 кВ Долинск	МКП-110М-630-20	1	110	20	10,4	9,87	1975	47
14.		МКП-110М-630-20	1	110	20	10,4	9,87	1974	48
15.		МКП-110М-630-20	1	110	20	10,4	9,87	1977	45
16.		ВЭБ-110-40/2500	2	110	40	10,4	9,87	2010	12

№ п/п	Наименование подстанции	Тип выключателя	Кол- во	Уно м, кВ	Ном. ток отклю- чения, кА	Макс уровень I(3), кА	Макс уровень I(1), кА	Год выпуска /год ввода	Срок эксплуа- тации
17.	ПС 110 кВ Искож	ВГТ-110-40/3150У1	3	110	40	10,48	9,62	2011	11
18.	ПС 110 кВ ПТФ	МКП-110М-1000-20	1	110	20	13,07	13,16	1985	37
19.		МКП-110-600-20	1	110	20	13,07	13,16	1992	30
20.		МКП-110М-1000/20	1	110	20	13,07	13,16	1983	39
21.		МКП-110М-1000/20	1	110	20	13,07	13,16	1977	45
22.		МКП-110М-1000/20	1	110	20	13,07	13,16	1981	41
23.		МКП-110М-1000/20	2	110	20	13,07	13,16	1984	38
24.		МКП-110М-1000/20	1	110	20	13,07	13,16	1978	44
25.		МКП-110М-1000/630-20У1	1	110	20	13,07	13,16	1984	38
26.		МКП-110М-1000-20У1	1	110	20	13,07	13,16	1983	39
27.	ПС 110 кВ Прохладная-1	ВЭБ-110-40/2500	3	110	40	13,55	12,74	2012	10
28.									
29.		ВМ-35-600-6,6	2	35	6,6	0,89	-	1961	61
30.		ВМ-35-600-6,6	1	35	6,6	0,89	-	1963	59
31.		ВМ-35-600-6,6	1	35	6,6	0,89	-	1964	58
32.	ПС 110 кВ Екатериноградская	ММО-110-1250-20	1	110	20	8,45	6,30	1978	44
33.	ПС 35 кВ Ново-Полтавская	ВТ-35-630-12,5	2	35	12,5	1,18	-	1988	34
34.		ВТ-35-800-12,5	1	35	12,5	1,18	-	1988	34
35.		С-35-630-10	1	35	10	0,77	-	1977	45
36.	ПС 35 кВ Саратовская	ВМ-35-600-6,6	1	35	6,6	0,77	-	1972	50
37.		ВТ-35-630-12,5	1	35	12,5	0,77	-	1977	45
38.	ПС 35 кВ Солдатская	ВТ-35-630-12,5	1	35	12,5	0,64	-	1993	29
39.		ВТ-35-800-12,5	1	35	12,5	0,64	-	1979	43
40.		ВТ-35-630-12,5	1	35	12,5	0,64	-	1978	44

№ п/п	Наименование подстанции	Тип выключателя	Кол- во	Уно м, кВ	Ном. ток отклю- чения, кА	Макс уровень I(3), кА	Макс уровень I(1), кА	Год выпуска /год ввода	Срок эксплуа- тации
41.	ПС 35 кВ Пролетарская	ВТ-35-630-12,5	1	35	12,5	1,02	-	1987	35
42.	ПС 35 кВ Прималкинская	ВТ-35-630-12,5	2	35	12,5	0,81	-	1987	35
43.		С-35М-630-10	1	35	10	0,81	-	1998	24
44.		ВТ-35-630-12,5	1	35	12,5	0,81	-	1983	39
45.	ПС 35 кВ Малакановская	ВТ-35-630-10	1	35	10	-	-	1984	38
46.	ПС 35 кВ Дальняя	С-35-630-10	1	35	10	0,27	-	1982	40
47.	ПС 35 кВ Заречная	С-35М-630-10	1	35	10	0,61	-	1982	40
48.	ПС 110 кВ Аушигер	ВЭБ-110-40/2500	1	110	40	8,2	7,18	2011	11
49.		С-35-630-10	1	35	10	1,73	-	1978	44
50.		С-35-630-10У1	2	35	10	1,73	-	1976	46
51.	ПС 110 кВ Кашхатау	ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1	5	110	40	9,37	9,04	2009	13
52.	ПС 35 кВ Советская	С-35М-630-10	1	35	10	1,12	-	1985	37
53.		ВТ-35-630-10	1	35	10	1,12	-	1985	37
54.	ПС 35 кВ ЦСБ	ВТ-35-630-10	1	35	10	1,24	-	1994	28
55.	ПС 35 кВ Кару-Су	С-35-630-10	1	35	10	0,73	-	1985	37
56.	ПС 110 кВ Соцгородок	ВГТ-110Ш-40/3150У1	1	110	40	3,93	2,14	2011	11
57.		ВГБЭ-35- 12,5/630УХЛ1	1	35	12,5	1,91	-	2011	11
58.	ПС 35 кВ Чалмас	С-35М-630-10	1	35	10	1,18	-	1985	37
59.	ПС 35 кВ Джайлык	ВМ-35-600-10	1	35	10	0,38	-	1971	51
60.	ПС 110(35) кВ Нейтрино	ВМ-35-600-6,6	1	35	6,6	0,43	-	1968	54
61.	ПС 110 кВ Адыл-Су	ММО-110-1250-20	2	110	20	2,25	1,28	1983	39
62.		С-35М-630-10	5	35	10	1,81	-	1981	41
63.	ПС 35 кВ Чегет	ВТ-35-630-10	2	35	10	0,95	-	1981	41

№ п/п	Наименование подстанции	Тип выключателя	Кол- во	Уно м, кВ	Ном. ток отклю- чения, кА	Макс уровень I(3), кА	Макс уровень I(1), кА	Год выпуска /год ввода	Срок эксплуа- тации
64.	ПС 35 кВ Героев Эльбруса	ВТ-35-630-12,5	2	35	12,5	0,83	-	2005	17
65.	ПС 110 кВ ЦРУ	ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	6	110	25	4,62	2,44	1987	35
66.		МГ-110-600	2	110	20	4,62	2,44	1975	47
67.		МКП-110М-1000/630- 20	4	110	20	4,62	2,44	1975	47
68.		МКП-110М-1000/630- 20У1	1	110	20	4,62	2,44	1981	41
69.	ПС 110 кВ Баксан-110	ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	3	110	25	8,42	6,94	1988	34
70.		С-35М-630-10	6	35	10	1,28	-	1988	34
71.	ПС 110 кВ Плотина	ВМТ-110Б-25/1250	1	110	25	9,33	7,64	1994	28
72.	ПС 110 кВ Гунделен	ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	3	110	25	8,20	6,3	1989	33
73.	ПС 110 кВ Кызбурун-110	ММО-110-1600-31,5	2	110	25,0/20, 0	10,15	7,98	1988	34
74.		ВМТ-110Б-25/1250	1	110	25	10,15	7,98	1988	34
75.	ПС 35 кВ Крем-Константиновская	ВТ-35-630-12,5	2	35	12,5	-	-	1978	44
76.		ВТ-35-800-12,5У1	3	35	12,5	-	-	1978	44
77.	ПС 35 кВ Баксаненок	ВТ-35-800-12,5У1	1	35	12,5	1,19	-	1979	43
78.	ПС 35 кВ Баксан-35	ВТ-35-800-12,5	1	35	12,5	-	-	1969	53
79.		С-35-630-10	3	35	10	-	-	1977	45
80.		ВТ-35-800-12,5	1	35	12,5	-	-	1977	45
81.	ПС 35 кВ Куркужин	ВТ-35-630-10	4	35	10	-	-	1978	44
82.	ПС 110 кВ Чегем-2	ВМТ-110Б-	1	110	25	10,07	8,83	1988	34

№ п/п	Наименование подстанции	Тип выключателя	Кол- во	Уно м, кВ	Ном. ток отклю- чения, кА	Макс уровень I(3), кА	Макс уровень I(1), кА	Год выпуска /год ввода	Срок эксплуа- тации
		25/1250УХЛ1							
83.		ВМТ-110Б-25/1250	2	110	25	10,07	8,83	1987	35
84.		ВТ-35-630-10	1	35	10	1,32	-	1987	35
85.		С-35М-630-10	4	35	10	1,32	-	1987	35
86.	ПС 110 кВ Водозабор	ММО-110-1250-20	3	110	20	8,92	7,23	1982	40
87.	ПС 35 кВ Лечинкай	ВТД-35-630-10	1	35	10	1,06	-	1987	35
88.		ВТ-35-630-10	1	35	10	1,06	-	1987	35
89.	ПС 35 кВ Чегем-1	ВТ-35-630-10	1	35	10	1,13	-	1987	35
90.		ВТ-35-630-10	1	35	10	1,13	-	2007	15
91.	ПС 35 кВ Нижний Чегем	ВТ-35-630-10	1	35	10	0,67	-	1987	35
92.	ПС 110 кВ Терек-2	ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	1	110	25	6,4	4,91	2004	18
93.		ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	1	110	25	6,4	4,91	2013	9
94.		ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	2	110	25	6,4	4,91	1991	31
95.		ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	1	110	25	6,4	4,91	1977	45
96.		ВМТ-110-25- 1250УХЛ-1	1	110	25	6,4	4,91	2007	15
97.		МКП-110М-630-20	1	110	20	6,4	4,91	1977	45
98.		С-35-630-10У1	3	35	10	1,35	-	1978	44
99.		ВТ-35-630-10	1	35	10	1,35	-	1978	44
100.	ПС 110 кВ Верхний Акбаш	С-35М-630-10	3	35	10	0,77	-	1981	41
101.	ПС 35 кВ Терек-1	ВМ-35-600-6,6	1	35	6,6	1,20	-	1962	60

№ п/п	Наименование подстанции	Тип выключателя	Кол- во	Уно м, кВ	Ном. ток отклю- чения, кА	Макс уровень I(3), кА	Макс уровень I(1), кА	Год выпуска /год ввода	Срок эксплуа- тации
102.		ВМД-35-600-6,6	2	35	6,6	1,20	-	1962	60
103.	ПС 35 кВ Акбаш-35	ВМ-35-630-10	1	35	10	1,20	-	1965	57
104.	ПС 35 кВ ЗАИ	ВТ-35-630-10	2	35	10	1,15	-	1971	51
105.		ВТ-35-630-10	1	35	10	1,15	-	1986	36
106.	ПС 35 кВ Пенькозавод	ВТ-35-630-10	2	35	10	-	-	1981	41
107.	ПС 35 кВ Терекская	ВТ-35-800-12,5	1	35	12,5	-	-	1963	59
108.		С-35-630-10У1	1	35	10	-	-	1963	59
109.	ПС 35 кВ Верхний Курп	ВТ-35-630-10	1	35	10	0,42	-	1990	32
110.	ПС 35 кВ Нижний Курп	ВТ-35-630-10	1	35	10	0,42	-	1981	41
111.	ПС 110 кВ Залукокоаже	ВМТ-110Б-25/1250	1	110	25	6,17	3,98	2009	13
112.		ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	1	110	25	6,17	3,98	1996	26
113.		МКП-110Б-/630-20У1	1	110	20	6,17	3,98	1984	38
114.	ПС 110 кВ Каменноостская	ВМТ-110Б-25/1250	2	110	25	2,65	1,71	1991	31
115.		ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	1	110	25	2,65	1,71	1990	32
116.		С-35-630-10У1	2	35	10	0,51	-	1990	32
117.		С-35-630-10У1	2	35	10	0,51	-	1991	31
118.	ПС 110 кВ Малка	ВМТ-110Б-25/1250	1	110	25	6,72	4,65	1991	31
119.		МКП-110Б-1000-20	1	110	20	6,72	4,65	1997	25
120.		ВМТ-110Б-25/1250	1	110	25	6,72	4,65	1997	25
121.		МКП-110М-630-20	2	110	20	6,72	4,65	1976	46
122.		ВТ-35-630-10	2	35	10	1,67	-	1975	47
123.		ВТД-35-630-10	4	35	10	1,67	-	1975	47
124.		ВТД-35-630-10	1	35	10	1,67	-	1985	37

№ п/п	Наименование подстанции	Тип выключателя	Кол- во	Уно м, кВ	Ном. ток отклю- чения, кА	Макс уровень I(3), кА	Макс уровень I(1), кА	Год выпуска /год ввода	Срок эксплуа- тации
125.	ПС 35 кВ Залукодес	ВТ-35-630-10	1	35	10	0,82	-	1975	47
126.		ВТ-35-630-10	1	35	10	0,82	-	1976	46
127.	ПС 35 кВ Сармаково	С-35М-630-10	3	35	10	1,04	-	1984	38
128.	ПС 110 кВ Нарткала	МКП-110М	1	110	20	7,06	5,4	1962	60
129.		ВГТ-110Ш-40/3150У1	2	110	40	7,06	5,4	2014	8
130.	ПС 110 кВ Старый Лескен	ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	6	110	25	7,21	5,42	1993	29
131.		ВТ-35-630-10	6	35	10	1,29	-	1993	29
132.	ПС 110 кВ Псыгансу	ВМТ-110Б-25/1250	2	110	25	6,81	5,63	1993	29
133.		ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1	1	110	25	6,81	5,63	1993	29
134.	ПС 110 кВ Заводская	ММО-110-1250-20	3	110	20	7,41	5,45	1990	32
135.									
136.	ПС 110 кВ Кахун	МКП-110М-630-20	3	110	20	6,23	4,53	1981	41
137.									
138.	ПС 35 кВ Аргудан	ВТ-35-630-10	1	35	10	1,39	-	1980	42
139.	ПС 35 кВ Старый Урух	ВМ-35-630-10	1	35	10	1,29	-	1979	43
140.	ПС 110 кВ Майская	МКП-110М-630-20	4	110	20	8,71	6,44	1978	44
141.		МКП-110М-1000/630- 20У1	1	110	20	8,71	6,44	1985	37
142.		ММО-110/1250-20У1	1	110	13,2	8,71	6,44	1982	40
143.		ММО-110/1250-20У1	1	110	13,2	8,71	6,44	1979	43
144.		ВМД-35-600-6,6	3	35	6,6	2,31	-	1970	52
145.		ВТ-35-630-12,5	1	35	12,5	2,31	-	1986	36
146.		ВМД-35-600-6,6	1	35	6,6	2,31	-	1964	58

№ п/п	Наименование подстанции	Тип выключателя	Кол- во	Уно м, кВ	Ном. ток отклю- чения, кА	Макс уровень I(3), кА	Макс уровень I(1), кА	Год выпуска /год ввода	Срок эксплуа- тации
147.		ВМД-35-600-6,6	1	35	6,6	2,31	-	1972	50
148.	ПС 35 кВ Ново-Ивановская	ВМ-35-600-6,6	1	35	6,6	1,26	-	1972	50
149.		ВТ-35-630-12,5	1	35	12,5	1,26	-	2005	17
150.	ПС 35 кВ Красная Нива	С-35М-630-10	2	35	10	1,10	-	1988	34
151.	ПС 35 кВ Александровская	ВТ-35-630-12,5	1	35	12,5	0,92	-	1982	40
152.		ВТ-35-630-12,5	1	35	12,5	0,92	-	1985	37
153.		С-35-630-10	1	35	10	0,92	-	1982	40
154.	ПС 110 кВ Юго-Восточная	ВЭБ-110П-40/2500	3	110	40	9,70	8,65	2017	5

5. Перечень основных вводимых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше

В ходе анализа особенностей функционирования энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, на основании расчетов электрических режимов был актуализирован перечень мероприятий, предусмотренных в инвестиционных программах субъектов энергетики для обеспечения надежного функционирования энергосистемы и присоединения новых потребителей электрической энергии.

Таблица 5.1. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Кабардино-Балкарской Республики на 2022 - 2027 годы

[illegible]

№ п/п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Обоснование необходимости	Примечание
в соответствии с заключенными ДТП						
1.	ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу, ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Черекская ГЭС (ПАО «Россети Северный Кавказ»)		2024	Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Псыгансу на Черекскую ГЭС с образованием двух новых ВЛ 110 кВ Черекская ГЭС – Псыгансу и ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Черекская ГЭС	Обеспечение выдачи мощности Черекской ГЭС	СВМ МГЭС Псыгансу Утвержденные ТУ № 34789/2021/КБФ/ЧерРЭС на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» от 01.02.2022
2.	ПС 110 кВ Каббалкгипс (ООО «Каббалкгипс»)	-	2022	Строительство ПС 110 кВ Каббалкгипс с установкой Т-1 мощностью 10 МВА и ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35)	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Каббалкгипс» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ»	Договор ТП от 16.09.2011 № 528/2011, ТУ на ТП № 228р от 16.06.2011 с изменениями № 1 от 10.06.2014, № 2 от 24.10.2016, № 3 от 08.02.2019. Истек срок действия ТУ (30.06.2019). Ведется работа с заявителем в части расторжения договора ТП Мероприятия являются актуальными только при условии продления срока действия ТУ

№ п/п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Обоснование необходимости	Примечание
						на ТП
3.	ПС 110 кВ Этана (ООО «Промышленный комплекс «Этана»)	-	2022	Строительство ПС 110 кВ Этана с установкой Т-1, Т-2 мощностью 2х16 МВА и отпаяк от ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайкой на ПС Котляревская (Л-85) и ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская (Л-186) протяженностью 2х1,25 км проводом марки АС-120	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств завода чистых полимеров в Майском районе КБР ООО «Промышленный комплекс «Этана» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ»	Договор ТП от 16.07.2012 № 233/2012, утвержденные ТУ № 792р на ТП энергопринимающих устройств завода чистых полимеров в Майском районе КБР ООО «Промышленный комплекс «Этана» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» от 19.06.2018 с изм. от 02.10.2020
4.	ПС 110 кВ ПТФ (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	К_КВ F105	2023	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой существующего силового трансформатора Т-1 6,3 МВА на 10 МВА	Устранение аварийной перегрузки Т-1 в схеме N-1 существующих режимах ЗРД и ЛРД (ПЭВТ)	Договор ТП от 11.04.2019 № 80/2019, утвержденные Т № 6631/2019/КБФ/НАЛРЭС на ТП ООО «Сады Нальчика» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» от 20.03.2019

№ п/п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Обоснование необходимости	Примечание
5.	ПС 110 кВ Вольфрам (ООО «Эльбрусский горно-рудный комбинат»)	-	2022	Строительство ПС 110 кВ Вольфрам с установкой Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА каждый	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Эльбрусский горно-рудный комбинат» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ»	Утвержденные ТУ 8484/2020/КБФ/НалРЭС на ТП энергопринимающих устройств ООО «Эльбрусский горно-рудный комбинат» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» от 16.04.2020, ДТП № 8484/2020/КБФ/НалРЭС от 02.12.2020
6.	ВЛ 110 кВ ЦРУ – Вольфрам I цепь, ВЛ 110 кВ ЦРУ – Вольфрам II цепь (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2022	Строительство ВЛ 110 кВ ЦРУ – Вольфрам I цепь, ВЛ 110 кВ ЦРУ – Вольфрам II цепь 2х7 км		
7.	ПС 110 кВ Адыл-Су (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Реконструкция ПС 110 кВ Адыл-Су с заменой существующих силовых трансформаторов (Т-1 10 МВА, Т-2 6,3 МВА) на трансформаторы 2х25МВА, установкой двух дополнительных	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью 17,909 МВт объекта «Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Эльбрус» акционерного общества «КАВКАЗ.РФ»	Утвержденные ТУ № 34651/2021/КБФ/ЭльБРЭС на ТП энергопринимающих устройств объекта «Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Эльбрус» акционерного общества «КАВКАЗ.РФ» ПАО «Россети Северный Кавказ» от 8.12.2021 ДТП № 34651/2021/КБФ/ЭльБРЭС

№ п/п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Обоснование необходимости	Примечание
				линейных ячеек 35 кВ		
Мероприятия по реконструкции (без увеличения пропускной способности), предусмотренные актами технического освидетельствования энергообъектов						
1.	ПС 110 кВ Водозабор (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	F_prj_109102_3848	2022	Реконструкция ОРУ 110 кВ по типовой схеме 110-5Н мостик с выключателями в цепях линий и перемычкой со стороны линии с заменой 3-х масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели; замена силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на два новых силовых трансформатора мощностью 6,3 МВА	Акт технического освидетельствования ПС 110 кВ Водозабор от 10.09.2018 № 55	
2.	ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – СКЭП (Л-39) (ПАО	-	2023	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – СКЭП (Л-39) с заменой изношенных	Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – СКЭП (Л-39)	

№ п/п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Обоснование необходимости	Примечание
	«Рос-сети Северный Кавказ»			опор, замена провода протяженностью 2,492 км без увеличения пропускной способности	от 20.09.2018	
3.	ВЛ 110 кВ СКЭП – Телемеханика-1 (Л-40) (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Реконструкция ВЛ 110 кВ СКЭП – Телемеханика-1 (Л-40) с заменой изношенных опор, замена провода протяженностью 2,909 км без увеличения пропускной способности	Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ СКЭП – Телемеханика-1 (Л-40) от 20.09.2018	
4.	ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41) (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41) с заменой изношенных опор, замена провода протяженностью 5,156 км без увеличения пропускной способности	Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Нальчик-110 – Долинск (Л-41) от 23.10.2018	
5.	ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42) (ПАО	-	2023	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дубки – Долинск (Л-42) с заменой	Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Дубки –	

№ п/п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Обоснование необходимости	Примечание
	«Россети Северный Кавказ»)			изношенных опор, замена провода протяженностью 8,774 км без увеличения пропускной способности	Долинск (Л-42) от 23.10.2018	
6.	ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87) (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Реконструкция ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87) с заменой изношенных опор, замена провода протяженностью 31,394 км без увеличения пропускной способности	Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Прохладная-1 – Нарткала (Л-87) от 13.07.2018	
7.	ПС 110 кВ Герменчик (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Полная реконструкция с заменой существующего оборудования на цифровые аналоги. С заменой существующего силового трансформатора марки ТМН-6300/110/10 КЗ-110 на новый	Акт ТО от 08.02.2021 № 5	

№ п/п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Обоснование необходимости	Примечание
				трансформатор 6,3 МВА и заменой существующих КЗ-110, ОД-110 на элегазовый выключатель 110 кВ		
8.	Реконструкция ВЛ 110 кВ ПТФ – Нарткала (Л-8) с отпайкой на ПС Герменчик (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Замена изношенных опор, провода без увеличения сечения протяженностью 21,670 км	Акт-предписание № АП-СК-026-22-ЦП от 15.02.2022	
Мероприятия, необходимость реализации которых обосновывается в соответствии с анализом существующих режимов электрической сети						
1.	ПС 110 кВ Баксан-110 (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 с заменой существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2х16 МВА на трансформаторы 2х25 МВА	устранение аварийной перегрузки Т-1 (Т-2) в схеме N-1 в существующих режимах ЗРД и ЛРД электрической сети	
2.	ПС 110	-	2023	Реконст-	Устранение	

№ п/п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Обоснование необходимости	Примечание
	кВ Кахун (ПАО «Россети Северный Кавказ»)			рукция ПС 110 кВ Кахун с заменой существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2х6,3 МВА на трансформаторы 2х10 МВА	аварийной перегрузки Т-1 (Т-2) в схеме N-1 в существующих режимах электрической сети ЗРД и ЛРД	
3.	ПС 110 кВ Майская (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформатора Т-1 10 МВА на трансформатор 16 МВА	Устранение аварийной перегрузки Т-1 в схеме N-1 в существующем режиме ЛРД электрической сети	
4.	ПС 110 кВ Малка (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Реконструкция ПС 110 кВ Малка с заменой трансформатора Т-1 10 МВА на трансформатор 16 МВА	Устранение аварийной перегрузки Т-1 в схеме N-1 в ЗРД и ЛРД с учетом прогнозируемого прироста мощности по ТУ на ТП	
5.	ПС 110 кВ Нарткала (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Реконструкция ПС 110 кВ Нарткала с заменой трансформатора Т-1 6,3 МВА на новый трансформатор 10 МВА	Устранение аварийной перегрузки Т-1 в схеме N-1 в существующих режимах электрической сети ЗРД и ЛРД	

№ п/п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Обоснование необходимости	Примечание
6.	ПС 110 кВ Прохладная-1 (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Реконструкция ПС 110 кВ Прохладная-1 с заменой существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2х16 МВА на трансформаторы 2х25 МВА	Устранение аварийной перегрузки Т-1 (Т-2) в схеме N-1 в существующем режиме электрической сети ЛРД и режиме ЗРД с учетом прогнозируемого прироста мощности по ТУ на ТП	
7.	ПС 110 кВ Долинск (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой масляных выключателей 110 кВ, разъединителей 110 кВ, отделителя 110 кВ, порталных стоек ОРУ 110 кВ; замена существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 мощностью 3*25 МВА на два новых силовых трансформатора 2*40; замена ячеек	Устранение аварийной перегрузки трансформаторов в схеме N-1 в существующем режиме электрической сети ЗРД и ЛРД. Акт технического освидетельствования ПС 110 кВ Долинск от 15.08.2019, а также в соответствии с письмом илала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 26.04.2022 г. № МР8/КБФ/01-00/1027 «О включении	

№ п/ п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Обоснование необходимости	Примечание
				ЗРУ 6 кВ; замена ячеек ЗРУ 10 кВ; замена существующего оборудования ПА, РЗА, ТМ на цифровые аналоги	объектов в СиПР 2023-2027 годы» (приложение № 7)	
8.	ПС 110 кВ Чегем-2 (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	-	2023	Реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой масляных выключателей 35-110 кВ, разъединителей 35-110 кВ, портальных стоек ОРУ 110 кВ; замена существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2*16 МВА на два	Устранение аварийной перегрузки Т-1 (Т-2) трансформаторов в схеме N-1 в существующем режиме электрической сети ЗРД и ЛРД. Выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Чегем-2 с заменой существующих трансформаторов в Т-1 и Т-2 2х16 МВА на новые трансформаторы	

№ п/ п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Обоснование необходимости	Примечание
				новых силовых трансформатора 2*25; замена ячеек ЗРУ 10 кВ; замена существующего оборудования ПА, РЗА, ТМ на цифровые аналоги	2х25 МВА на этапе 2023 года для устранения аварийной перегрузки в схеме N-1 в существующем режиме электрической сети ЛРД. Акт технического освидетельствования ПС 110 кВ Чегем-2 от 20.08.2019, а также в соответствии с письмом филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» от 26.04.2022. № МР8/КБФ/01-00/1027 «О включении объектов в СиПР 2023-2027 годы» (приложение № 7).	

Таблица 5.2. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ ПАО «Россети Северный Кавказ» на территории Кабардино-Балкарской Республики на 2022-2027 годы

№ п/п	Наименование объекта	Номер ИП	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование
----------	-------------------------	----------	--------------	-------------	-------------------------

Мероприятия, необходимость реализации которых возникает при технологическом присоединении энергопринимающих устройств новых потребителей и реализация которых предусмотрена в рамках ТУ на ТП в соответствии с заключенными ДТП					
1.	ПС 35 кВ Обсерватория	-	2023	Строительство ПС 35 кВ Обсерватория с установкой силового трансформатора 35/10 кВ номинальной мощностью 6,3 МВА с устройством АРН, РУ-35 кВ по типовой схеме № 35-3Н Блок (линия- трансформатор) с выключателем	Утвержденные ТУ № 34651/2021/КБФ/ЭльБРЭС на ТП энергопринимающих устройств объекта «Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Эльбрус» акционерного общества «КАВКАЗ.РФ» ПАО «Россети Северный Кавказ» от 8.12.2021 г. ДТП № 34651/2021/КБФ/ЭльБРЭС
2.	ПС 35 кВ Азау	-	2023	Строительство ПС 35 кВ Азау, с установкой двух силовых трансформаторов 35/10 кВ номинальной мощностью по 16 МВА каждый с устройствами АРН, РУ-35 кВ по типовой схеме № 35-4Н Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	

3.	ВЛ 35 кВ Адыл-Су – Азау	-	2023	Сооружение двух ВЛ 35 кВ от проектируемых ячеек п. 1.2 до проектируемой ПС 35 кВ Азау с использованием существующего двухцепного участка ВЛ 35 кВ ориентировочной протяженностью 4,7 км проводом АС-120 (ПС 110 кВ Адыл-Су – с. Байдаево), сооружаемого участка ВЛ 35 кВ в двухцепном исполнении ориентировочной протяженностью 9,3 км проводом АС-120 (с. Байдаево - ПС 35 кВ Азау)	
4.	ВЛ 35 кВ Адыл-Су – Обсерватория	-	2023	Строительство ВЛ 35 кВ, присоединяемой отпайкой от одной цепи проектируемого участка двухцепной ВЛ 35 кВ, сооружаемой по пункту 1.3 до проектируемой ПС 35 кВ Обсерватория, ориентировочной протяженностью 3,5 км, проводом АС-95	
Мероприятия, необходимость реализации которых обосновывается в соответствии с анализом существующих режимов электрической сети					
1.	ПС 35 кВ Саратовская	-	2023	Замена ВЧЗ на ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) на ВЧЗ с номинальным током 200 А	Как показал анализ режимов зимнего максимума 2026 года в нормальной схеме сети из-за недостаточной пропускной способности транзита 35 кВ наблюдается перегрузка ВЛ 35 кВ Ново-Полтавская – Саратовская (Л-455) и ВЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ
2.	ПС 35 кВ Ново- Полтавская		2023	Замена ТТ на ВЛ 35 кВ Ново- Полтавская – Саратовская (Л-	

				455) на ТТ с номинальным током 200 А	Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477). Длительно допустимая
3.	ПС 110 кВ Прохладная-1	-	2023	Замена ТТ на ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) на ТТ с номинальным током 200 А	токовая нагрузка данных линий ограничена ТТ на ПС 35 кВ Ново-Полтавская, ВЧЗ на ПС 35 кВ Саратовская и ТТ на ПС 110 кВ Прохладная-1. В качестве мероприятий по устранению перегрузки рекомендуется замена токоограничивающих элементов
4.	ПС 35 кВ Баксан-35	-	2023	Замена ТТ на ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) на ТТ с номинальным током 300 А	Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Прохладная-1 – Ново-Полтавская (Л-477) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Ново-Полтавская, ПС 35 кВ Саратовская
5.	ПС 35 кВ Солдатская	-	2023	Установка БСК 10 кВ установленной мощностью 2х2,5 МВар	и ПС 35 кВ Солдатская. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться снижение напряжения по транзиту 35 кВ Баксан – Крем-Константиновская – Ново-Полтавская ниже аварийно-допустимых значений. Установка БСК позволит поднять уровни напряжений в узлах выше аварийно допустимых значений, а замена ТТ - устранить токовую перегрузку ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496)
6.	ПС 35 кВ Куркужин	-	2023	Замена ТТ на ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481) на ТТ с номинальным током 200 А	Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Баксан 35 – Баксан-110 (Л-496) в нормальной схеме сети в режиме зимнего контрольного замера. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Крем-Константиновская, ПС 35 кВ Карагач и ПС 35 кВ Баксан-35. Включение ВЛ 35 кВ Крем-Константиновская – Солдатская (Л-476) и перевод питания ПС 35 кВ Баксан-35

					по ВЛ 35 кВ Баксан-35 – Куркужин (Л-488) на ПС 110 кВ Малка позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться токовая перегрузка элементов сети 35 кВ, в частности ВЛ 35 кВ Малка – Куркужин (Л-481). В качестве мероприятий по устранению перегрузки рекомендуется замена токоограничивающих элементов
7.	ПС 35 кВ Терек-1	-	2023	Замена ВЧЗ на ВЛ 35 кВ Терек-2 – Терек-1 (Л-490) на ВЧЗ с номинальным током 200 А	Аварийное отключение ВЛ 35 кВ Майская – Красная Нива (Л-474) в нормальной схеме сети. При данном возмущении теряется питание ПС 35 кВ Красная Нива и ПС 35 кВ Александровская. Включение ВЛ 35 кВ ЗАИ – Александровская (Л-491) позволит восстановить электроснабжение данных подстанций 35 кВ, однако в данном случае будет наблюдаться токовая перегрузка ВЛ 35 кВ Терек-2 – Терек-1. В качестве мероприятий по устранению перегрузки рекомендуется замена токоограничивающих элементов
Мероприятия по реконструкции (без увеличения пропускной способности), предусмотренные актами технического освидетельствования энергообъектов					
1.	ПС 35 кВ Чегет	E_prj_109102_5378	2022	Реконструкция ПС 35 кВ Чегет с заменой Т-31 и Т-32 2,5 МВА на новые трансформаторы 2*2,5 МВА	Акт технического освидетельствования ПС 35 кВ Чегет от 01.10.2018 № 20

Выводы

Согласно выполненным расчетам и анализу полученных результатов в рамках выполнения разработки Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики в Кабардино-Балкарской Республике на 2023 - 2027 годы можно сделать следующие выводы.

Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики дефицитна по электроэнергии во всем прогнозном периоде. Дефицит электроэнергии будет покрываться за счет перетоков из смежных энергосистем.

В режимах 2022 – 2027 годов энергосистема Кабардино-Балкарской Республики является дефицитной по мощности, величина дефицита составляет 179 – 188 МВт.

ЛЭП 35 кВ и выше энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на 2022 год недогружены (генерация зарядной мощности больше потерь на передачу) и поэтому являются источником избыточной реактивной мощности, однако с учетом регулировочного диапазона генерирующего оборудования и устройств компенсации реактивной мощности энергосистема может быть сбалансирована по реактивной мощности. Мероприятия, планируемые в рамках реализации Программы, достаточны для устранения снижения напряжений в распределительной сети.

Анализ результатов расчетов показал, что на 2027 год уровень токов короткого замыкания в сетях 35 кВ и выше не превышает отключающую способность выключателей, установленных на подстанциях, поэтому мероприятий по приведению отключающей способности выключателей в соответствие величинам токов короткого замыкания не требуется.

Приложение № 1. Нормальная схема электрических соединений сети 35 кВ и выше энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на перспективу до 2027 года.

Приложение № 2. Карта - схема электрических соединений сети 35 кВ и выше энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики наперспективу до 2027 года.

Приложение № 3. Результаты расчетов электрических режимов в табличной форме.

Приложение № 4. Часть 1. Результаты расчетов электрических режимов в графической форме.

Приложение № 5. Договоры об осуществлении технологического присоединения потребителей с заявленной мощностью 670 кВт и выше.

Приложение № 6. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» о направлении информации по ЦП с повышенной загрузкой трансформаторов для разработки СиПР на 2023-2027 годы.

Приложение № 7. Акты технического освидетельствования.

Приложение № 8. Техническое задание на разработку схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики на 2023-2027 годы.

Приложение № 9. Загрузка трансформаторов по годам 2017-2021 годы для СиПР.

Приложение № 10. Анализ прогнозной загрузки на 2022-2027 годы для СиПР.

Приложения № 11 - 19. Заявки на ТП по ПС 110.

Приложение № 20. Письмо филиала АО «СО ЕЭС» Северо-Кавказское РДУ от 11.02.2022 № Р51-62-П-19-320.

Приложение № 21. Письмо филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» от 22.04.2022 № мр8 кбф 01-00 989.

Приложение 9

**Анализ загрузки центров питания напряжением 35 кВ и выше в энергосистеме
Кабардино-Балкарской Республики в период 2017-2021 годы**

№ п/ п	Наименование питающего центра	Напряжени е, кВ	Наим Тр-ра	S _{ном} , МВ А	Контрольные замеры, МВА										Макс ималь ная факти ческа я нагру зка по тр-ам за 2017- 2021 гг.	Дата максим ума	Максим альная суммар ная фактиче ская загрузк а ЦП за 2017- 2021 гг.	Мак с загр узка в нор мал ьно м реж име, %	Макс загруз ка в режи ме N- 1, %
					## ## ##	## ## ##	## ## ##	## ## ##	## ## ##	## ## ##	## ## ##	## ## ##	## ## ##	## ## ##					
1	ПС 110 кВ Нальчик-110	110/6/6	Т-1	25	11,3	12,88	10,96	14,87	12,84	13,18	10,37	15,18	11,36	13,78	15,18		30,360	60,7 2%	
		110/10/6	Т-2	25	10,69	8,93	10,6	8,25	14,07	10,12	15,4	15,18	14,58	10,41	15,4				
		110/10	Т-3	25	0	3,76	0	4,08	0	3,85	0	0	0	4,9	4,9		4,9	19,6 0%	
2	ПС 110 кВ СКЭП	110/10/6	Т-1	16	5,93	7,04	5,12	7,54	7,22	7,56	4,78	6,5	5,05	4,52	7,56		15,030	36,6 6%	93,94 %
		110/10/6	Т-2	25	4,7	7,99	6,58	7,34	5,56	5,94	5,66	7,94	7,08	9,85	9,85				
3	ПС 110 кВ Телемеханика	110/6/6	Т-1	25	0	0	0	0	0	9,94	10,93	13,47	0	0	13,47		14,780	22,7 4%	59,12 %
		110/10/6	Т-2	40	9,32	11,95	10,73	13,64	14,78	3,97	0	0	11,03	12	14,78				
4	ПС 110 кВ Искож	110/6	Т-1	16	0	0	9,12	6,57	13,07	11,94	10,45	10,27	9,26	11,03	13,07		13,070	40,8 4%	81,69 %
		110/6	Т-2	16	7,47	9,85	0	4,9	0	0	0	0	0	0	9,85				
5	ПС 110 кВ Долинск	110/6/6	Т-1	25	8,01	10,57	12,19	10,8	14,17	10,17	7,29	10,27	12,09	10,7	14,17	19.12.20 18	33,500	44,6 7%	67,00 %
		110/10/6	Т-2	25	6,72	8,57	9,9	11,4	11,9	13,86	6,57	10,63	10,28	10,52	13,86				
		110/10/6	Т-3	25	7,02	10,72	0	11,3	0	5,84	7,23	11,2	0	9,9	11,3				

6	ПС 110 кВ Дубки	110/6	T-1	16	4,32	4,92	3,71	5,33	4,56	5,08	4,03	5,79	4,01	5,33	5,79		11,060	34,5 6%	69,13 %	
		110/6	T-2	16	4,38	5,79	4,53	5,73	5,16	5,49	4,17	4,45	4,73	5,62	5,79					
7	ПС 110 кВ Птицефабрика	110/6	T-1	6,3	4,83	3,08	5,24	4,44	0	0	0	4,49	3,3	0	5,24	16.12.20 20	8,920	54,7 2%	141,5 9%	<i>t</i> зима 2020
		110/6	T-2	10	0	3,55	0	3,84	8,31	7,24	6,75	4,43	3,59	7,02	8,31					1,6
8	ПС 110 кВ Юго- Восточная	110/10/6	T-1	25		6,42	0,32	0,32	0	0,75	0	0	1,23	0,58	6,42		11,670	23,3 4%	46,68 %	
		110/10/6	T-2	25		5,25	0,28	0,21	0,96	0	0,86	0,2	0	0	5,25					
9	ПС 110 кВ Чегем-2	110/35/10	T-1	16	4,75	9,49	4,34	4,22	4,59	4,45	5,18	4,91	4,39	4,13	9,49	16.12.20 20	17,250	53,9 1%	107,8 1%	<i>t</i> зима 2020
		110/35/10	T-2	16	8,14	6,89	9,52	11,27	11,06	12,56	10,93	12,34	9,6	11,75	12,56					1,6
10	ПС 110 кВ Водозабор	110/6	T-1	6,3	5,47	1,88	1,94	2,28	2,45	2,34	2,82	2,62	6,23	2,22	6,23		6,230	49,4 4%	98,89 %	
		110/6	T-2	6,3	0	3,27	3,75	3,16	3,61	3,4	2,61	3,5	0	3,27	3,75					
11	ПС 110 кВ Баксан -110	110/35/10	T-1	16	12,41	7,63	7,19	7,16	11,32	8,72	7,15	9,09	9,14	12,51	12,51	15.12.20 21	18,680	58,3 8%	116,7 5%	<i>t</i> зима 2021
		110/35/10	T-2	16	0	6,45	8,19	8,17	5,73	7,14	6,23	6,91	6,92	6,17	8,19					3,2
12	ПС 110 кВ Кызбурун-110	110/10	T-1	10	6,13	3,35	6,87	3,29	7,52	3,59	6,95	4,08	7,45	4,07	7,52		10,200	51,0 0%	102,0 0%	
		110/10	T-2	10	0	5,31	0	4,99	0	4,64	0	4,79	0	6,13	6,13					
13	ПС 110 кВ Гунделен	110/10	T-1	6,3	1,62	0	2,12	1,88	1,51	0	0	1,87	1,36	0	2,12		2,120	16,8 3%	33,65 %	
		110/10	T-2	6,3	0	1,88	0	0	0	1,73	1,19	0	0	2,02	2,02					
14	ПС 110 кВ Плотина	110/10	T-1	6,3	0,57	0,78	0,81	0,75	0,56	0,62	0,73	0,7	0,7	0,7	0,81		0,810	12,8 6%		
15	ПС 110 кВ Малка	110/35/10	T-1	10	11,66	3,25	0	4,64	3,96	5,37	9,19	4,65	3,85	4,98	11,66	18.12.20 19	13,600	38,8 6%	136,0 0%	<i>t</i> зима 2019
		110/35/10	T-2	25	0	9,94	10,71	8,91	6,33	8,23	2,47	7,06	7,11	3,92	10,71					4,7

16	ПС 110 кВ Залукожае	110/10	T-1	10	0	2,11	0	1,3	0	1,31	0	1,31	0,85	1,2	2,11		4,270	26,2 0%	42,70 %	
		110/10	T-2	6,3	2,54	1,49	2,59	2,97	2,82	2,53	2,57	2,71	1,97	2,4	2,97					
17	ПС 110 кВ Каменноостс кая	110/35/10	T-1	6,3	0	1,18	0	1,46	0	0	0	0	0,92	1,2	1,46		1,460	11,5 9%	23,17 %	
		110/35/10	T-2	6,3	1	0	0,94	0	1,16	1,37	1,07	1,38	0	0	1,38					
18	ПС 110 кВ Нарткала	110/6	T-1	6,3	0	5,34	0	4,7	0	4,74	0	0	0	4,89	5,34	15.12.20 21	7,760	47,6 1%	123,1 7%	<i>t</i> зима 2021
		110/6	T-2	10	5,65	1,47	5,5	2,47	6,43	2,04	5,83	6,55	5,87	2,87	6,55					3,2
19	ПС 110 кВ Кахун	110/10	T-1	6,3	0	4,84	3,5	2,12	0	1,92	2,43	2,71	2,87	3,33	4,84	15.12.20 21	7,810	61,9 8%	123,9 7%	<i>t</i> зима 2021
		110/10	T-2	6,3	5,26	0	0	3,91	6,4	5,28	3,16	4,25	3,67	4,48	6,4					3,2
20	ПС 110 кВ Герменчик	110/10	T-1	6,3	3	3,31	3,94	3,65	3,09	3,73	2,54	3,37	4,14	3,83	4,14		4,140	65,7 1%		
21	ПС 110 кВ Заводская	110/10	T-1	16	2,92	3,85	3,96	2,98	3,85	3,25	3,94	0	3,57	0	3,96		4,040	12,6 3%	25,25 %	
		110/10	T-2	16	0	0	0	0	0	0	0	4,04	0	3,74	4,04					
22	ПС 110 кВ Псыгансу	110/10	T-1	6,3	0	0	1,79	0	2,13	0	0	2,11	2,02	2,25	2,25		2,380	18,8 9%	37,78 %	
		110/10	T-2	6,3	1,45	1,93	0	2,38	0	2,19	1,79	0	0	0	2,38					
23	ПС 110 кВ Старый Лескен	110/35/10	T-1	10	0	5,82	4,61	2,23	5,42	5,46	4,95	5,46	4,87	6,23	6,23		6,230	31,1 5%	62,30 %	
		110/35/10	T-2	10	4,4	0	0	3,33	0	0	0	0	0	0	4,4					
24	ПС 110 кВ Кашхатау	110/35/10	T-1	10	0,71	0	0	0	0	0	0	0	2,72	1,96	2,72		5,570	21,4 2%	55,70 %	
		110/35/10	T-2	16	0	0	0	0	0	3,76	2,36	2,39	2,67	3,61	3,76					
25	ПС 110 кВ Аушигер	110/35/10	T-1	10	2,77	5,56	3,42	5,41	3,77	1,69	1,18	1,58	1,26	1,5	5,56		5,560	55,6 0%		
26	ПС 110 кВ Прохладная-1	110/35/10	T-1	16	9,69	11,81	10,34	8,61	10,04	8,41	8,72	12,48	12,09	13,69	13,69	19.06.20 19	25,690	80,2 8%	160,5 6%	<i>t</i> лето 2019

		110/35/10	T-2	16	6,75	8,07	6,8	13,36	15,65	13,36	13,66	7,62	7,9	8,56	15,65					26,5						
27	ПС 110 кВ Екатериноград ская	110/10	T-1	2,5	1,07	0,98	0,98	0,98	1,37	0,95	1,06	1,02	0,92	1,01	1,37	17.06.20 20	1,370	54,8 0%			t лето 2020					
28	ПС 110 кВ Майская	110/35/10	T-1	10	0	0	0	6,67	0	0	7,06	0	7,2	5,98	7,2		14,690	56,5 0%	146,9 0%			22,7				
		110/35/10	T-2	16	9,08	10,31	10,51	5,41	12,35	10,87	7,63	12,71	6,32	4,07	12,71											
29	ПС 110 кВ Котляревская	110/10	T-1	10	0,94	0,85	1,12	0,85	0,93	0,95	1,09	1,17	1,19	1,39	1,39		1,390	13,9 0%								
30	ПС 110 кВ Терек-2	110/35/10	T-1	16	0	0	0	0	0	7,68	8,43	8,79	7,81	9,06	9,06			10,190	39,1 9%		63,69 %					
		110/35/10	T-2	10	6,74	7,36	10,19	7,87	9,59	0	0	0	0	0	10,19											
31	ПС 110 кВ Верхний Акбаш	110/35/10	T-1	6,3	0,66	1,04	0,63	1,21	2,54	3,98	0,45	1,67	0,41	1,38	3,98	15.12.20 21		3,980	63,1 7%							
32	ПС 110 кВ ЦРУ	110/6	T-1	6,3	2,56	1,87	0	1,87	0	1,91	1,93	1,93	1,82	1,82	2,56			4,210	33,4 1%	66,83 %						
		110/6	T-2	6,3	0	2,25	2,84	2,25	1,71	2,3	0	0	0	1,33	2,84											
33	ПС 110 кВ Адыл-Су	110/35/10	T-1	10	2,43	0	0	4,43	3,66	3,05	1,38	4,57	0	4,77	4,77					4,770			29,2 6%		47,70 %	
		110/35/10	T-2	6,3	0	3,27	2,78	0	0	0,51	1,57	0	1,08	0	3,27											
34	ПС 110 кВ Соцгородок	110/35/10	T-1	16	1,44	1,64	1,57	2,23	1,39	1,86	0,88	1,92	4,36	1,92	4,36						4,360		27,2 5%			
35	ПС 110 кВ Нейтрино	110/6	T-1	6,3	1,43	0,97	0,9	1,17	0,94	0,94	0,89	1	0	1,02	1,43						1,430	22,7 0%				
36	ПС 110 кВ РМЗ	110/6	T-1	10	0,13	0,12	0,13	0,15	0,02	0,13	0,31	0,13	0,15	0,31	0,31						0,310	3,10 %				
1	ПС 35 кВ Чегем-1	35/6	T-31	6,3	1,28	2,11	2,7	3,64	1,91	2,02	1,91	1,93	2,16	1,47	3,64						5,780	45,8 7%	91,75 %			
		35/6	T-32	6,3	2,82	3,67	2,59	1,48	3,22	3,66	3,03	3,73	3,38	3,63	3,73											
2	ПС 35 кВ Лечинкай	35/6	T-31	4	1,34	1,62	1,25	1,68	1,28	2,08	1,42	1,89	2,2	2,08	2,2				2,200	55,0 0%						
3	ПС 35 кВ Нижний Чегем	35/10	T-31	2,5	0,34	0,32	0,32	0,37	0,31	0,34	0,28	0,43	0,29	0,35	0,43								0,430		17,2 0%	
4	ПС 35 кВ	35/10	T-31	6,3	3,71	4,74	4,65	4,76	4,11	4,69	3,83	5,33	3,92	4,35	5,33		6,390	50,7	101,4							

	Баксан - 35																	1%	3%
		35/10	T-32	6,3	1,9	1,49	0,11	1,47	2,08	1,7	1,41	0,08	1,13	1,26	2,08				
5	ПС 35 кВ Куркужин	35/10	T- 31	4	1,18	1,78	1,32	1,54	1,5	1,42	1,46	1,11	2,5	1,11	2,5		3,870	48,3 8%	96,75 %
		35/10	T- 32	4	1,64	2,09	1,68	2,13	1,99	2,26	2,15	2,34	0,71	2,12	2,34				
6	ПС 35 кВ Крем- Константиновс кая	35/10	T-31	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		3,820	76,4 0%	
		35/10	T-32	2,5	0,34	0,44	0,83	0,49	1,11	0,88	1,1	0,94	0,94	0,96	1,11				
7	ПС 35 кВ Баксаненок	35/10	T- 31	4	1,7	2,06	0	1,96	2,57	2,15	2,24	2,63	2,27	2,63	2,63		2,630	65,7 5%	
8	ПС 35 кВ Залукодес	35/10	T-31	6,3	2,12	1,74	0	1,81	0	0,57	0	1,16	0	0	2,12		2,120	16,8 3%	33,65 %
		35/10	T-32	6,3	0	0	1,02	0	1,56	0	1,34	0	0,45	1,51	1,56				
9	ПС 35 кВ Сармаково	35/10	T- 31	4	0	1,55	0	1,99	0	1,86	1,65	1,94	1,63	1,97	1,99		1,990	19,3 2%	49,75 %
		35/10	T- 32	6,3	1,51	0	1,36	0	1,72	0	0	0	0	0	1,72				
10	ПС 35 кВ Аргудан	35/10	T-31	4	1,25	1,49	1,25	1,49	1,28	1,56	1,47	1,56	1,47	1,56	1,56		1,560	39,0 0%	
11	ПС 35 кВ Старый Урух	35/10	T-31	4	1,08	1,62	1,08	1,62	1,1	1,47	1,1	1,47	1,1	1,47	1,62		1,620	40,5 0%	
12	ПС 35 кВ Лескен-1	35/10	T-31	2,5	0,09	0,2	0,21	0,27	0,31	0,21	0,16	0,2	0,2	0,21	0,31		0,310	12,4 0%	
13	ПС 35 кВ Советская	35/10	T-31	4	1,36	1,99	0,99	1,24	0,97	0,97	0,83	1,17	0,92	1,2	1,99		1,990	49,7 5%	
14	ПС 35 кВ ЦСБ	35/10	T-31	4	0	0,03	0,03	0,06	0	0	0	0	0	0	0,06		0,060	1,50 %	
15	ПС 35 кВ Бабугент	35/10	T-31	2,5	0	1,42	0,71	0,89	1,28	1,1	0,42	0,65	1,46	0,88	1,46		1,460	58,4 0%	
16	ПС 35 кВ Кара-Су	35/10	T-31	1,8	0,41	0,41	0,57	0,41	0,37	0,32	0,37	0,32	0,32	0,32	0,57		0,570	31,6 7%	
17	ПС 35 кВ Ново- Полтавская	35/10	T-31	4	2,14	2,37	2,23	0	2,88	0	2,68	2,4	2,4	0	2,88		2,880	36,0 0%	72,00 %
		35/10	T-32	4	0	0	0	2,2	0	2,47	0	0	0	2,37	2,47				

18	ПС 35 кВ Саратовская	35/10	T-31	4	0	0	0	0	2,54	1,45	1,36	1,37	1,48	1,4	2,54		3,190	39,8 8%	79,75 %
		35/10	T-32	4	2,61	3,19	2,09	3,16	0	1,64	1,4	1,71	1,34	1,77	3,19				
19	ПС 35 кВ Солдатская	35/10	T-31	4	2,88	3,03	2,46	2,96	3,47	4,06	3,39	3,31	2,72	3,41	4,06		4,060	50,7 5%	101,5 0%
		35/10	T-32	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
20	ПС 35 кВ Пролетарская	35/10	T-31	2,5	0,82	0,92	0,91	0,91	1,6	0,78	1,32	1,03	1,39	1,06	1,6		1,600	64,0 0%	
21	ПС 35 кВ Прималкинская	35/10	T-31	4	0,84	0,66	1,43	0,58	1,32	0,56	1,6	0,64	0,46	0,59	1,6		1,600	15,5 3%	40,00 %
		35/10	T-32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
22	ПС 35 кВ Заречная	35/10	T-31	4	0,53	0,37	0,4	0,74	1,01	1,26	0,94	0,7	0,46	0,5	1,26		1,260	31,5 0%	
23	ПС 35 кВ Дальняя	35/10	T-31	4	0,37	4,07	0,38	0,94	1,29	0,75	1,29	1,33	0,9	0,26	4,07		4,070	101, 75%	
24	ПС 35 кВ Малакановская	35/10	T-31	1,6	0,09	0,09	0,08	0,08	0,12	0,09	0,09	0,08	0,09	0,11	0,12		0,120	7,50 %	
25	ПС 35 кВ Ново- Ивановская	35/10	T-31	2,5	0	0,97	0	0	1,16	0	0	0	0,94	1,25	1,25		1,250	25,0 0%	50,00 %
		35/10	T-32	2,5	0,84	0	0,95	0,88	0	0,96	1,1	1,13	0	0	1,13				
26	ПС 35 кВ Красная Нива	35/10	T-31	2,5	0,47	0,58	0,54	0,56	0,72	0,62	0,63	0,72	0,6	0,65	0,72		0,720	28,8 0%	
27	ПС 35 кВ Александровская	35/10	T-31	3,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		2,080	21,8 9%	65,00 %
		35/10	T-32	6,3	1,06	0,87	0,82	1	2,08	1,25	1,91	0,97	1,56	0,88	2,08				
28	ПС 35 кВ Терек- 1	35/10	T-31	4	2,34	2,19	2,13	2,02	3,85	1,99	1,9	2,25	3,45	3,24	3,85		3,850	96,2 5%	
29	ПС 35 кВ З А И	35/10	T-31	6,3	1,82	1,15	1,59	1,49	1,97	1,01	1,73	0	1,61	1,75	1,97		1,970	15,6 3%	31,27 %
		35/10	T-32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	1,28	0	0	1,28				
30	ПС 35 кВ Акбаш -35	35/10	T-33	4	0,39	0,66	0,49	0,76	0,54	0,7	0,76	0,81	0,52	0,89	0,89		0,890	22,2 5%	
31	ПС 35 кВ Верхний Курп	35/10	T-31	4	0,45	0,79	0,47	0,81	0,5	0,83	0,43	0,49	0,57	0,65	0,83		0,830	20,7 5%	

32	ПС 35 кВ Нижний Курп	35/10	T-31	4	0,13	0,21	0,19	0,23	0,19	0,23	0,19	0,29	0,23	0,29	0,29		0,290	7,25 %	
33	ПС 35 кВ Пенькозавод	35/10	T-32	2,5	0,64	0,55	0,68	0,74	0,7	0,78	0,76	0,81	0,8	0,8	0,81		0,810	32,4 0%	
34	ПС 35 кВ Терекская	35/10	T-31	4	1,08	0,98	1,12	1,23	1,24	1,2	1,4	1,32	1,2	1,4	1,4		1,400	35,0 0%	
35	ПС 35 кВ Героев Эльбруса	35/11	T-31	6,3	1,6	1,31	1,53	1,58	1,7	0,77	0	0	0,81	1,26	1,7		2,710	21,5 1%	43,02 %
		35/11	T-32	6,3	0	1,28	0	1,13	0	1,35	0,89	2,46	0,39	1,24	2,46				
36	ПС 35 кВ Чегет	35/10	T-31	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,72	1,72		1,720	34,4 0%	68,80 %
		35/10	T-32	2,5	0,29	0,33	0,29	0,47	0,29	0,5	0,21	0,34	0,39	0	0,5				
37	ПС 35 кВ Джайлык	35/10	T-31	1	0,16	0,22	0,16	0,22	0,58	0,25	0,14	0,23	0,27	0,23	0,58		0,580	58,0 0%	
38	ПС 35 кВ Чалмас	35/0.4	T-31	2,5	0,74	0,08	0	0,08	0,08	0,08	0,15	0,17	0,24	0,08	0,74		0,740	29,6 0%	
39	ПС 110 кВ Нейтрино	35/6	T-31	1,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0,79	0	0,79		0,790	43,8 9%	

Приложение 10

**к СиПР электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории
Кабардино-Балкарской Республики на 2022 - 2027 годы**

**Анализ прогнозной загрузки центров питания напряжением 35 кВ и выше в энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики в
период 2022-2027 годы по базовому варианту с учетом выполнения объектов сетевого строительства**

Наименование питающего центра	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2021 годы, МВА			Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Прирост мощности по ТУ на ТП за 2022-2027 гг., кВт				Суммарная нагрузка ЦП в период 2022-2027 годов, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), % (* - для однотрансформаторных ПС приведена загрузка в нормальном режиме работы)					
				по транс-ам	по ЦП	Дата замера		Мощность по ДТП с учётом Кр, кВА		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
								До 670 кВт кВт	670 кВт и выше кВА														
2	3	4	5	6		7	8	9			10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
ПС 110 кВ Адыл-Су	T-1	110/35/10	10	4,77	4,77	15.12.2021	75,71%	22	5	17909	16834	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	343,01%	343,01%	343,01%	343,01%	343,01%	343,01%
	T-2	110/35/10	6,3	3,27																			
ПС 110 кВ Аушигер	T-1	110/35/10	10	5,56	5,56	20.12.2017	55,60%	60	56		0	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	56,16%	56,16%	56,16%	56,16%	56,16%	56,16%
ПС 110 кВ Баксан-110	T-1	110/35/10	16	12,41	17,05	19.06.2019	106,56%	30	7	0	0	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	106,61%	106,61%	106,61%	106,61%	106,61%	106,61%
	T-2	110/35/10	16	8,19																			
ПС 110 кВ Верхний Акбаш	T-1	110/35/10	6,3	3,98	3,98	18.12.2019	63,17%	0	0		0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	63,17%	63,17%	63,17%	63,17%	63,17%	63,17%
ПС 110 кВ Водозабор	T-1	110/6	6,3	5,47	6,12	21.06.2017	97,14%	0	0		0	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	97,15%	97,15%	97,15%	97,15%	97,15%	97,15%
	T-2	110/6	6,3	3,75																			
ПС 110 кВ Герменчик	T-1	110/10	6,3	3,94	3,94	20.06.2018	62,54%	15	14		0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	62,76%	62,76%	62,76%	62,76%	62,76%	62,76%
ПС 110 кВ	T-1	110/10	6,3	2,12	2,12	20.06.	33,65%	17	40		0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	34,29%	34,29	34,29	34,29	34,29%	34,29%

Гунделен	T-2	110/10	6,3	1,88		2018		1										%	%	%			
ПС 110 кВ Долинск (Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1) в % при замене на два тр-ра по 25 МВА)	T-1	110/6/6	25	14,17	33,51	19.12. 2018	134,04%	44 65	1051	1600	1882	36,4	36,4	36,4	36,4	36,4	145,77 %	145,77 %	145,77 %	145,77 %	145,77%	145,77 %	
	T-2	110/10/ 6	25	13,86																			
	T-3	110/10/ 6	25	11,30																			
ПС 110 кВ Дубки	T-1	110/6	16	5,79	11,06	20.12. 2017	69,13%	52 1	123		0	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	69,89%	69,89 %	69,89 %	69,89 %	69,89%	69,89%
	T-2	110/6	16	5,79																			
ПС 110 кВ Екатериногр адская	T-1	110/10	2,5	1,37	1,37	19.06. 2019	54,80%	0	0		0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	54,80%	54,80 %	54,80 %	54,80 %	54,80%	54,80%
ПС 110 кВ Заводская	T-1	110/10	16	3,96	4,04	20.06. 2018	25,25%	32 7	77		0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	25,73%	25,73 %	25,73 %	25,73 %	25,73%	25,73%
	T-2	110/10	16	4,04																			
ПС 110 кВ Залукокоаже	T-1	110/10	10	2,11	4,27	18.12. 2019	67,78%	23 7	56		0	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	68,66%	68,66 %	68,66 %	68,66 %	68,66%	68,66%
	T-2	110/10	6,3	2,97																			
ПС 110 кВ Искож	T-1	110/6	16	13,07	13,07	19.06. 2019	81,69%	65 0	153		0	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	82,64%	82,64 %	82,64 %	82,64 %	82,64%	82,64%
	T-2	110/6	16	9,85																			
ПС 110 кВ Каменномос тская	T-1	110/35/ 10	6,3	1,46	1,46	19.12. 2018	23,17%	12	3		0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	23,22%	23,22 %	23,22 %	23,22 %	23,22%	23,22%
	T-2	110/35/ 10	6,3	1,38																			
ПС 110 кВ Кахун	T-1	110/10	6,3	4,84	7,20	18.12. 2019	114,29%	37 8	89		0	7,29	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	115,70 %	115,70 %	115,70 %	115,70 %	115,70%	115,70 %
	T-2	110/10	6,3	6,40																			
ПС 110 кВ Кашхатау	T-1	110/35/ 10	16	0,71	3,76	18.12. 2019	23,50%	47 2	111		0	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	24,19%	24,19 %	24,19 %	24,19 %	24,19%	24,19%
	T-2	110/35/ 10	16	3,76																			
ПС 110 кВ Котляревска я	T-1	110/10	10	1,17	1,17	20.06. 2018	11,70%	68 5	644		0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	18,14%	18,14 %	18,14 %	18,14 %	18,14%	18,14%
ПС 110 кВ	T-1	110/10	10	7,52	8,87	20.12.	88,70%	35	84		0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	89,54%	89,54	89,54	89,54	89,54%	89,54%

Кызбурун	T-2	110/10	10	5,31		2017		9											%	%	%		
ПС 110 кВ Майская	T-1	110/35/ 10	10	7,06	14,69	17.06. 2020	146,90%	4	1	0	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	146,91 %	146,91 %	146,91 %	146,91 %	146,91%	146,91 %	
	T-2	110/35/ 10	16	12,71																			
ПС 110 кВ Малка	T-1	110/35/ 10	10	11,66	13,60	18.12. 2019	136,00%	20 5	48	1890	1777	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	154,25 %	154,25 %	154,25 %	154,25 %	154,25%	154,25 %	
	T-2	110/35/ 10	25	10,71																			
ПС 110 кВ Нальчик-110	T-1	110/6/6	25	15,18	26,91	19.12. 2018	107,64%	52 0	122	0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	108,13 %	108,13 %	108,13 %	108,13 %	108,13%	108,13 %	
	T-2	110/10/ 6	25	15,40																			
	T-3	110/10	25	4,81	4,81		19,24%	0	0	0	0	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	19,24%	19,24 %	19,24 %	19,24 %	19,24%	19,24%
ПС 110 кВ Нарткала	T-1	110/6	10	5,34	7,17	19.12. 2018	113,81%	43 3	102	0	0	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	115,43 %	115,43 %	115,43 %	115,43 %	115,43%	115,43 %	
	T-2	110/6	6,3	6,55																			
ПС 110 кВ Нейтрино	T-1	110/6	1,8	1,43	1,43	21.06. 2017	79,44%	0	0	0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	79,44%	79,44 %	79,44 %	79,44 %	79,44%	79,44%	
	T-31	35/10	6,3	0,00																			
ПС 110 кВ Плотина	T-1	110/10	6,3	0,80	0,80	20.12. 2017	12,70%	42	39	0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	13,33%	13,33 %	13,33 %	13,33 %	13,33%	13,33%	
ПС 110 кВ Прохладная- 1	T-1	110/35/ 10	16	12,48	25,69	19.06. 2019	160,56%	0	0	0	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	160,56 %	160,56 %	160,56 %	160,56 %	160,56%	160,56 %	
	T-2	110/35/ 10	16	15,65																			
ПС 110 кВ Псыгансу	T-1	110/10	6,3	2,13	2,38	19.12. 2018	37,78%	14 0	33	0	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	38,30%	38,30 %	38,30 %	38,30 %	38,30%	38,30%	
	T-2	110/10	6,3	2,38																			
ПС 110 кВ Птицефабри ка	T-1	110/6	6,3	5,24	8,92	16.12. 2020	141,59%	16 17	380	1200	1128	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	165,53 %	165,53 %	165,53 %	165,53 %	165,53%	165,53 %	
	T-2	110/6	10	8,31																			
ПС 110 кВ РМЗ	T-1	110/6	10	0,31	0,31	19.12. 2018	3,10%	8	8	0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,18%	3,18%	3,18%	3,18%	3,18%	3,18%	
ПС 110 кВ СКЭП	T-1	110/10/ 6	25	7,56	15,03	20.12. 2017	60,12%	0	0	2000	1880	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	67,64%	67,64 %	67,64 %	67,64 %	67,64%	67,64%	
	T-2	110/10/ 6	25	7,99																			
ПС 110 кВ Соцгородок	T-1	110/35/ 6	16	2,23	2,23	19.12. 2018	13,94%	70	66	0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	14,35%	14,35 %	14,35 %	14,35 %	14,35%	14,35%	

ПС 110 кВ Старый Лескен	T-1	110/35/ 10	10	5,82	5,82	20.12. 2017	58,20%	15	4		0	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	58,24%	58,24 %	58,24 %	58,24 %	58,24%	58,24%
	T-2	110/35/ 10	10	4,40																			
ПС 110 кВ Телемеханик а-1	T-1	110/10/ 6	25	13,64	14,78	19.12. 2018	36,95%	0	0		0	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	36,95%	36,95 %	36,95 %	36,95 %	36,95%	36,95%
	T-2	110/6/6	40	14,78																			
ПС 110 кВ Терек-2	T-1	110/35/ 10	16	8,79	10,19	20.06. 2018	101,90%	10 40	245		0	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	104,35 %	104,35 %	104,35 %	104,35 %	104,35%	104,35 %
	T-2	110/35/ 10	10	10,19																			
ПС 110 кВ ЦРУ	T-1	110/6	6,3	2,56	4,21	18.12. 2019	66,83%	45	11		0	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	66,99%	66,99 %	66,99 %	66,99 %	66,99%	66,99%
	T-2	110/6	6,3	2,84																			
ПС 110 кВ Чегем-2	T-1	110/35/ 10	16	9,49	17,25	16.12. 2020	107,81%	68 0	160		0	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	108,81 %	108,81 %	108,81 %	108,81 %	108,81%	108,81 %
	T-2	110/35/ 10	16	12,56																			
ПС 110 кВ Юго- Восточная	T-1	110/10/ 6	25	6,42	11,67	20.12. 2017	46,68%	0	0		0	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	46,68%	46,68 %	46,68 %	46,68 %	46,68%	46,68%
	T-2	110/10/ 6	25	5,25																			
ПС 35 кВ Акбаш-35	T-31	35/10	4	0,81	0,81	19.12. 2018	20,25%	20	19		0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	20,72%	20,72 %	20,72 %	20,72 %	20,72%	20,72%
ПС 35 кВ Александров ская	T-31	35/10	3,2	0,00	2,08	18.12. 2019	65,00%	13 2	31		0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	65,97%	65,97 %	65,97 %	65,97 %	65,97%	65,97%
	T-32	35/10	6,3	2,08																			
ПС 35 кВ Аргудан	T-31	35/10	4	1,56	1,56	18.12. 2019	39,00%	25	24		0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	39,59%	39,59 %	39,59 %	39,59 %	39,59%	39,59%
ПС 35 кВ Баксан-35	T-31	35/10	6,3	5,33	6,39	18.12. 2019	101,43%	64 4	152		0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	103,83 %	103,83 %	103,83 %	103,83 %	103,83%	103,83 %
	T-32	35/10	6,3	2,08																			
ПС 35 кВ Баксаненок	T-31	35/10	4	2,63	2,63	20.12. 2017	65,75%	20 4	192		0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	70,54%	70,54 %	70,54 %	70,54 %	70,54%	70,54%
ПС 35 кВ Верхний Курп	T-31	35/10	4	0,83	0,83	18.12. 2019	20,75%	0	0		0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	20,75%	20,75 %	20,75 %	20,75 %	20,75%	20,75%
ПС 35 кВ Дальняя	T-31	35/10	4	4,07	4,07	20.12. 2017	101,75%	0	0		0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	101,75 %	101,75 %	101,75 %	101,75 %	101,75%	101,75 %
ПС 35 кВ Джайлык	T-31	35/10	1	0,58	0,58	19.06. 2019	58,00%	0	0		0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	58,00%	58,00 %	58,00 %	58,00 %	58,00%	58,00%

ПС 35 кВ ЗАИ	T-31	35/10	6,3	1,97	1,97	21.06. 2017	31,27%	0	0		0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	31,27%	31,27 %	31,27 %	31,27 %	31,27%	31,27%
	T-32	35/10	6,3	1,28																			
ПС 35 кВ Залукодес	T-31	35/10	6,3	3,22	3,22	20.12. 2017	51,11%	28	6		0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	51,21%	51,21 %	51,21 %	51,21 %	51,21%	51,21%
	T-32	35/10	6,3	1,56																			
ПС 35 кВ Заречная	T-31	35/10	4	1,26	1,26	18.12. 2019	31,50%	96 0	902		0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	54,06%	54,06 %	54,06 %	54,06 %	54,06%	54,06%
ПС 35 кВ Кара-Су	T-31	35/10	1,8	0,57	0,57	20.06. 2018	31,67%	53	50		0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	34,43%	34,43 %	34,43 %	34,43 %	34,43%	34,43%
ПС 35 кВ Красная Нива	T-31	35/10	2,5	0,72	0,72	19.06. 2019	28,80%		0		0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	28,80%	28,80 %	28,80 %	28,80 %	28,80%	28,80%
ПС 35 кВ Крем- Константино вская	T-31	35/10	2,5	0,00	1,11	20.06. 2018	44,40%	8	2		0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	44,48%	44,48 %	44,48 %	44,48 %	44,48%	44,48%
	T-32	35/10	2,5	1,11																			
ПС 35 кВ Куркужин	T-31	35/10	4	2,13	3,87	20.12. 2017	96,75%	18 8	44		0	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	97,86%	97,86 %	97,86 %	97,86 %	97,86%	97,86%
	T-32	35/10	4	2,34																			
ПС 35 кВ Лескен-1	T-31	35/10	2,5	0,31	0,31	19.06. 2019	12,40%	0	0		0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	12,40%	12,40 %	12,40 %	12,40 %	12,40%	12,40%
ПС 35 кВ Лечинкай	T-31	35/6	4	2,08	2,08	18.12. 2019	52,00%	12 7	119		0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	54,98%	54,98 %	54,98 %	54,98 %	54,98%	54,98%
ПС 35 кВ Малакановск ая	T-31	35/10	1,6	0,12	0,12	19.06. 2019	7,50%	0	0		0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%
ПС 35 кВ Нижний Курп	T-31	35/10	4	0,29	0,29	19.12. 2018	7,25%	0	0		0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
ПС 35 кВ Нижний Чегем	T-31	35/10	2,5	0,43	0,43	19.12. 2018	17,20%	13	12		0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	17,69%	17,69 %	17,69 %	17,69 %	17,69%	17,69%
ПС 35 кВ Ново- Ивановская	T-31	35/10	2,5	1,16	1,16	19.06. 2019	46,40%	14 7	35		0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	47,78%	47,78 %	47,78 %	47,78 %	47,78%	47,78%
	T-32	35/10	2,5	1,13																			
ПС 35 кВ Ново- Полтавская	T-31	35/10	4	2,88	2,88	19.06. 2019	72,00%	61 0	144		0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	75,59%	75,59 %	75,59 %	75,59 %	75,59%	75,59%
	T-32	35/10	4	2,47																			
ПС 35 кВ Пенькозавод	T-32	35/10	2,5	0,81	0,81	18.12. 2019	32,40%	15	14		0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	32,96%	32,96 %	32,96 %	32,96 %	32,96%	32,96%

ПС 35 кВ Прималкин- кая	T-31	35/10	4	1,60	1,60	20.06. 2018	40,00%	5	1		0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	40,03%	40,03 %	40,03 %	40,03 %	40,03%	40,03%
	T-32	35/10	6,3	0,00		19.06. 2019	64,00%	26 6	250		0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	74,00%	74,00 %	74,00 %	74,00 %	74,00%	74,00%
ПС 35 кВ Пролетарская	T-31	35/10	2,5	1,60	1,60	20.12. 2017	79,75%	44 6	105		0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	82,37%	82,37 %	82,37 %	82,37 %	82,37%	82,37%
ПС 35 кВ Саратовская	T-31	35/10	4	2,54	3,19	20.12. 2017	79,75%	44 6	105		0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	82,37%	82,37 %	82,37 %	82,37 %	82,37%	82,37%
	T-32	35/10	4	3,19		20.12. 2017	79,75%	44 6	105		0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	82,37%	82,37 %	82,37 %	82,37 %	82,37%	82,37%
ПС 35 кВ Сармаково	T-31	35/10	4	1,99	1,99	19.12. 2018	49,75%	9	2		0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	49,80%	49,80 %	49,80 %	49,80 %	49,80%	49,80%
	T-32	35/10	6,3	1,72		19.12. 2018	49,75%	9	2		0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	49,80%	49,80 %	49,80 %	49,80 %	49,80%	49,80%
ПС 35 кВ Советская	T-31	35/10	4	1,99	1,99	20.12. 2017	49,75%	18 1	170		0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	54,00%	54,00 %	54,00 %	54,00 %	54,00%	54,00%
ПС 35 кВ Солдатская	T-31	35/10	4	4,06	4,06	20.12. 2017	101,50%	11 82	278		0	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	108,45 %	108,45 %	108,45 %	108,45 %	108,45%	108,45 %
	T-32	35/10	4	0,00		20.12. 2017	101,50%	11 82	278		0	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	108,45 %	108,45 %	108,45 %	108,45 %	108,45%	108,45 %
ПС 35 кВ Старый Урух	T-31	35/10	4	1,62	1,62	19.12. 2018	40,50%	55	52		0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	41,79%	41,79 %	41,79 %	41,79 %	41,79%	41,79%
ПС 35 кВ Терек-1	T-31	35/10	4	3,85	3,85	19.06. 2019	96,25%	5	5		0	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	96,37%	96,37 %	96,37 %	96,37 %	96,37%	96,37%
ПС 35 кВ Терекская	T-31	35/10	4	1,40	1,40	19.06. 2019	35,00%	15	14		0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	35,35%	35,35 %	35,35 %	35,35 %	35,35%	35,35%
ПС 35 кВ Героев Эльбруса	T-31	35/10	6,3	1,70	2,71	19.12. 2018	43,02%	18 1	43	1471	1383	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	65,64%	65,64 %	65,64 %	65,64 %	65,64%	65,64%
	T-32	35/10	6,3	2,46		19.12. 2018	43,02%	18 1	43	1471	1383	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	65,64%	65,64 %	65,64 %	65,64 %	65,64%	65,64%
ПС 35 кВ ЦСБ	T-31	35/10	4	0,06	0,06	19.12. 2018	1,50%	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
ПС 35 кВ Чалмас	T-31	35/0,4	1,6	0,74	0,74	21.06. 2017	46,25%	0	0	0	0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	46,25%	46,25 %	46,25 %	46,25 %	46,25%	46,25%
ПС 35 кВ Чегем-1	T-31	35/6	6,3	3,64	5,78	20.12. 2017	91,75%	30 0	71	0	0	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	92,87%	92,87 %	92,87 %	92,87 %	92,87%	92,87%
	T-32	35/6	6,3	3,73		20.12. 2017	91,75%	30 0	71	0	0	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	92,87%	92,87 %	92,87 %	92,87 %	92,87%	92,87%
ПС 35 кВ Чегет	T-31	35/10	2,5	0,00	0,50	18.12. 2019	20,00%	0	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	20,00%	20,00 %	20,00 %	20,00 %	20,00%	20,00%
	T-32	35/10	2,5	0,50		18.12. 2019	20,00%	0	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	20,00%	20,00 %	20,00 %	20,00 %	20,00%	20,00%