

# ПОСТАНОВЛЕНИЕ

## АДМИНИСТРАЦИИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

23 апреля 2018 года

г. Липецк

№ 319

Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Липецкой области на 2019-2023 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» администрация Липецкой области постановляет:

Утвердить Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области на 2019-2023 годы (приложение).

И.о. главы администрации  
Липецкой области

Ю.Н. Божко

**Приложение 1**  
**к Схеме и программе**  
**развития электроэнергетики**  
**Липецкой области на 2019-2023 годы**

**Подстанции 220 – 500 кВ, находящиеся на территории Липецкой области**

№ п/п	Наименование ПС	Напряжения, кВ	Год ввода ПС	Трансформаторы и автотрансформаторы					
				№	Фаза	тип	мощность, МВА	год ввода	Техническое состояние
1	Борино	500/220/10	1971	АТ1	А	АОДЦТН	167	1971	рабочее
		500/220/10		АТ-1	В	АОДЦТН	167	1971	рабочее
		500/220/10		АТ-1	С	АОДЦТН	167	1971	ухудшенное
		500/220/10		АТ-2	А	АОДЦТН	167	1971	рабочее
		500/220/10		АТ-2	В	АОДЦТН	167	1971	рабочее
		500/220/10		АТ-2	С	АОДЦТН	167	1994	ухудшенное
2	Елецкая	500/220/10	1985	АТ-1	А	АОДЦТН	167	1986	рабочее
		500/220/10		АТ-1	В	АОДЦТН	167	1986	рабочее
		500/220/10		АТ-1	С	АОДЦТН	167	1986	ухудшенное
		500/220/10		АТ-2	А	АОДЦТН	167	1995	рабочее.
		500/220/10		АТ-2	В	АОДЦТН	167	1995	рабочее.
		500/220/10		АТ-2	С	АОДЦТН	167	1995	рабочее.
3	Липецкая	500/220/35	1991	АТ-1	А	АОДЦТН	167	1992	рабочее
		500/220/35		АТ-1	В	АОДЦТН	167	1992	рабочее
		500/220/35		АТ-1	С	АОДЦТН	167	1992	рабочее
		500/220/35		АТ-2	А	АОДЦТН	167	1991	рабочее
		500/220/35		АТ-2	В	АОДЦТН	167	1991	рабочее
		500/220/35		АТ-2	С	АОДЦТН	167	1991	рабочее
		500/220/35		АТ-3	А	АОДЦТН	167	1996	рабочее
		500/220/35		АТ-3	В	АОДЦТН	167	1996	ухудшенное
		500/220/35		АТ-3	С	АОДЦТН	167	1996	рабочее
4	Металлургическая	220/110/35	1988	АТ-1	А, В, С	АТДЦТН	250	1990	рабочее
		220/110/35		АТ-2	А, В, С	АТДЦТН	250	1988	рабочее
5	Северная	220/110/10	2010	АТ-1	А, В, С	АТДЦТН	250	2010	рабочее
		220/110/10		АТ-2	А, В, С	АТДЦТН	250	2010	рабочее
6	Новая	220/110/35	1977	АТ-1	А, В, С	АТДЦТН	200	1978	рабочее
		220/110/35		АТ-2	А, В, С	АТДЦТН	200	1977	рабочее
7	Казинка	220/110/10	2017	АТ-1	А, В, С	АТДЦТН	250	2017	рабочее
		220/110/10		АТ-2	А, В, С	АТДЦТН	250	2017	рабочее
8	Правобережная**	220/110/35	1975	АТ	А, В, С	АТДЦТН	150	2013	рабочее
		220/110/10		АТ	А, В, С	АТДЦТН	150	2013	рабочее
		220/110/35		АТ-1	А, В, С	АТДЦТНГ	125	1975	ухудшенное
		220/110/35		АТ-2	А, В, С	АТДЦТН	125	1990	рабочее
		220/110/35		АТ-3	А, В, С	АТДЦТН	125	1984	рабочее
		35/10		Т-1	А, В, С	ТДНС	10	2008	рабочее
9	Сокол	220/110/35	1989	АТ-1	А, В, С	АТДЦТН	125	1989	рабочее
10	Елецкая	220/110/35	1969	АТ-1	А, В, С	АТДЦТН	125	1976	рабочее
		220/110/35		АТ-2	А, В, С	АТДЦТН	125	1969	рабочее
		220/110/35		АТ-3	А, В, С	АТДЦТН	125	1985	рабочее
11	Тербуны	220/110/35	1993	АТ-1	А, В, С	АТДЦТН	125	1994	рабочее
		220/110/35		АТ-2	А, В, С	АТДЦТН	125	1993	рабочее
12	Дон	220/110/35	1987	АТ-1	А, В, С	АТДЦТН	125	1994	рабочее
		220/110/35		АТ-2	А, В, С	АТДЦТН	125	1987	рабочее
13	Маяк	220/10	1985	Т-1	А, В, С	ТРНДС	40	1985	рабочее
		220/10		Т-2	А, В, С	ТРНДС	40	1985	рабочее



№ п/п	Наименование ПС	Напряжения, кВ	Год ввода ПС	Трансформаторы и автотрансформаторы					
				№	Фаза	тип	мощность, МВА	год ввода	Техническое состояние
14	КС-29	220/10	1984	T-1	А, В, С	ТРДЦН	63	1984	рабочее
		220/10		T-3	А, В, С	ТРДЦН	63	1985	рабочее
		220/10		T-4	А, В, С	ТРДЦН	63	1985	рабочее
		220/10		T-5	А, В, С	ТРДЦН	63	1986	рабочее
		220/10		T-6	А, В, С	ТРДЦН	63	1986	рабочее
		220/10		T-7	А, В, С	ТРДЦН	63	1987	рабочее
		220/10		T-8	А, В, С	ТРДЦН	63	1987	рабочее
15	Грязи-Орловские***	220/27/10		T-1	А, В, С	ТДТНЖ	40	1990	рабочее
		220/27/10		T-2	А, В, С	ТДТНЖ	40	1990	рабочее
16	Пост-474****	220/35/27		T-1	А, В, С	ТДТНГ	40	1967	рабочее
		220/35/27		T-2	А, В, С	ТДТНЖ	40	2017-2018	монтируется
17	Усмань-Тяговая***	220/35/27		T-1	А, В, С	ТДТНЖ	40	1991	рабочее
		220/35/27		T-2	А, В, С	ТДТНЖ	40	1982	рабочее
18	Чириково***	220/27/10		T-1	А, В, С	ТДТНЖ	40	1991	рабочее
		220/27/10		T-2	А, В, С	ТДТНЖ	40	1991	рабочее
19	ГПП-15-2*****	220/10/10		T-1	А, В, С	ТРДЦН	100		
		220/10/10		T-2	А, В, С	ТРДЦН	100		

\*) – На подстанции 550/220/35 кВ Елецкая автотрансформатор фазы С АТ-1 находится на учащенном контроле (концентрация растворенных газов выше нормы).

\*\*\*) – На ПС 220 кВ Правобережная проходит полная реконструкция с увеличением мощности до 4x150 МВА.

\*\*\*\*) – ПС 220 кВ: Грязи-Орловские, Пост-474, Усмань-Тяговая и Чириково – являются в основном тяговыми подстанциями, принадлежащие филиалу ОАО «РЖД» ЮВЖД.

\*\*\*\*\*) – ПС 220 кВ ГПП-15-2 находится на балансе ПАО «НЛМК».

Подстанции с выделенными цветом годами ввода имеют срок эксплуатации больше нормативного.

**Приложение 2**  
**к Схеме и программе**  
**развития электроэнергетики**  
**Липецкой области на 2019-2023 годы**

**ЛЭП 220 - 500 кВ, находящиеся на территории Липецкой области**

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода, г	Год реконстр., г	Протяжённость, км	Район по гололеду/ветру/пьяске/грозе (час)	Провод			Грозогрос		
						Марка	Участок подвески	Длина, км	Марка	Участок подвески	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				532,37				532,37			532,37
1	ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Восточная	1959		60,00	II-III/II/II/ 60-80	3хАС 480/60	1261-1410	60,00	1хС 70	1261-1410	60,00
	ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС	1959		59,88	II-III/II/II/ 60-80	3хАС 480/60	1261-1411	59,88	2хС 70	1261-1410	59,88
2	Отпайка на Нововоронежскую АЭС	1982	1982	63,08	II-III/II/II/ 60-80	3хАС 400/51	266-467	63,08	2хС 70	266-467	63,08
3	ВЛ 500 кВ Елецкая-Борино	1977		85,40	II/II/II 60-80	3хАС 330/43	1032-1294	85,40	2хАС 70/72	1032-1294	85,40
4	ВЛ 500 кВ Новобрянская - Елецкая	1977		33,90	III-IV/II/II 60-80	3хАС 330/43	920-1031	33,90	2хАС 70/72	920-1031	33,90
5	ВЛ 500 кВ Липецкая - Борино	1973		53,50	II/II/II 60-80	3хАС 400/51	3-138	53,28	2хС 70	1-138	53,50
						2хАП 500	1-3	0,22			
6	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС - Липецкая Восточная	1959		2,16	II/II/II 40-60	3хАС 480/60	1411-1417	2,16	2хС 70	1411-1417	2,16
7	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС - Липецкая Западная	1959		1,69	II/II/II 40-60	3хАС 480/60	1412-1417	1,69	2хС 70	1412-1417	1,69
8	ВЛ 500 кВ Борино - Воронежская	1972		74,89	II/II/II 80-100	3хАС 400/51	1-187	74,89	1хС 70	1,187	74,89
									ОКГТ	1-187	
9	ВЛ 500 кВ Липецкая - Тамбовская	1990		2,92	III/II/II/ 40-60	3хАС 300/48	1-12	2,92	2хАЖС 70/39	1-12	2,92
10	ВЛ 500 кВ Донская - Елецкая	2015		94,95	III/II/II 53,8	АСк2У 300/66	393-708	94,95	№1 11,0-Г(МЗ)-В-ОЖ-МК-Н-Р-1770	393-708	94,95
									№2	393-708	
									ОКГТ		

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода, г	Год реконстр., г	Протяжённость, км	Район по гололеду/ветру/пьяске/грозе (час)	Провод			Грозогрос		
						Марка	Участок подвески	Длина, км	Марка	Участок подвески	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				1065,91				1065,91			907,95
11	ВЛ 220 кВ Липецкая-Пост-474 тяговая	1963		29,91	II/II/II/80 100	АС-500/64	1-88	29,91	С 70	1-53,54-88	14,96
12	ВЛ 220 кВ Кировская-Пост-474 тяговая	1963		68,43	II/II/II/80 100	АС-500/64	136-330	68,43	С 70	136-330	34,22
13	ВЛ 220 кВ Липецкая-Грязи-Орловские тяговая	1963		27,94	II/II/II/80 100	АС-500/64	1-85	27,94	С 70	1-53,55-85	15,40
14	ВЛ 220 кВ Грязи-Орловские тяговая- Усмань-тяговая	1963		59,58	II/II/II/80 100	АС-500/64	1-175	59,58	С 70	1-108,109-175	30,62
15	ВЛ 220 кВ Южная- Усмань-тяговая	1963		20,46	II/II/II/80 100	АС-500/64	135-191	20,46	С 70	135-191	10,23
16	ВЛ 220 кВ Липецкая-Казинка I цепь	1966 1960 1969	2009 2017	18,29 0,71 1	III/III/ 40-60	АС 300/39		19,71			
17	ВЛ 220 кВ Липецкая-Казинка II цепь	1966 1960 1969	2009 2017	18,29 0,71 1	III/III/ 40-60	АС 300/39		19,71			
18	ВЛ 220 кВ Казинка-Металлургическая I цепь	1966 1960 1969	2017	16,52 1	III/III/ 40-60	АС 300/39		16,52			
19	ВЛ 220 кВ Казинка-Металлургическая II цепь	1966 1960 1969		16,52		АС 300/39		16,52			
20	ВЛ 220 кВ Липецкая-Северная I цепь	1960 1966 1969	2017	1 20,13 4,05 9,45 0,35	III/III/ 40-60	АС 300/39	1-58 58-69 69-100	1 20,13 4,05 9,80	2хС 70 С 70 С 70 2хС 70	портал-2н 2н-79 79-100 100-портал	0,17 13,59 3,30 0,02
21	ВЛ 220 кВ Липецкая-Северная II цепь	1960 1966 1969	2010	20,13 4,05 9,45 0,35	III/III/ 40-60	АС 300/39	1-58 58-69 69-100	20,13 4,05 9,80	2хС 70 С 70 С 70 2хС 70	портал-2н 2н-79 79-100 100-портал	0,17 13,59 3,30 0,02
22	ВЛ 220 кВ Борино-Новая I цепь	1972		4,46	III/III/ 40-60	АС 300/39	1-15	4,46	2хС 70	портал-1	0,03

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода, г	Год реконстр., г	Протяжённость, км	Район по гололеду/ветру/пьяске/грозе (час)	Провод			Грозоград		
						Марка	Участок подвески	Длина, км	Марка	Участок подвески	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		1966 1969		22,34 9,60			15-70 70-97	22,34 9,60	С 70 С 70	1-15 15-70	2,20 11,17
		1977		2,54			97-105	2,54	С 70	70-97	4,81
		1972		4,46			1-15	4,46	2хС 70	105-портал	1,24
		1966 1969		22,34 9,60			15-70 70-97	22,34 9,60	2хС 70	портал-1	0,05
23	ВЛ 220 кВ Борино-Новая II цепь	1977		2,54	III/III/ 40-60	АС 300/39	97-105	2,54	С 70	15-70 70-97	11,17 4,81
24	ВЛ 220 кВ Борино-Правобережная I цепь	1972 1966		4,31 7,46	III/III/ 40-60	АС 300/39	1-14 14-35	4,31 7,46	С 70 С 70	1-14 14-35	2,16 3,73
25	ВЛ 220 кВ Борино-Правобережная II цепь	1972 1966		4,31 7,46	III/III/ 40-60	АС 300/39	1-14 14-35	4,31 7,46	С 70 С 70	1-14 14-35	2,16 3,73
26	ВЛ 220 кВ Северная-Металлургическая I цепь	1969	2010	1,70 0,42	III/III/ 40-60	АС 300/39	5-8	1,70	С 70	5-10	0,83
27	ВЛ 220 кВ Северная-Металлургическая II цепь	1969	2010	1,70 0,42	III/III/ 40-60	АС 300/39	5-8	1,70	С 70	5-10	0,83
28	ВЛ 220 кВ Северная-Новая I цепь	2012 2010	2012 2010	2,30 0,76	II/II/ 40-60	АС 400/51	1-5 1-8 8-портал	0,42 2,30 0,76	2хС 70 С 70 С 70	10-портал 1-5 портал-1	0,03 0,21 0,04
29	ВЛ 220 кВ Северная-Новая II цепь	2012 2010	2012 2010	2,30 0,76	II/II/ 40-60	АС 400/51	1-8 8-портал	2,30 0,76	2хС 70 С 70	портал-1 1-8 8-15	0,03 0,04 0,36
30	ВЛ 220 кВ Липецкая-Сокол	1989		1,25 28,37	III/III/ 40-60	АС 400/51	1-5 5-120	1,25 28,37	С 70 ОКГТ С 70	1-11 1-120 111-120	2,80 31,27 1,90
31	ВЛ 220 кВ Дон-Чириково	1981	1991	42,22 0,08	III/III/ 40-60	АС 300/39	1-178 178-портал	42,22 0,08	ОКГТ 2хС 70	1-178 178-портал	42,22 0,08
32	ВЛ 220 кВ Борино-Чириково	1981	1991	0,08	III/III/ 40-60	АС 300/39	118-	0,08	2хС 70	118-портал	0,08

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода, г	Год реконстр., г	Протяжённость, км	Район по гололеду/ветру/пьяске/грозе (час)	Провод			Грозогрос		
						Марка	Участок подвески	Длина, км	Марка	Участок подвески	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				28,18			портал				
							1-118	28,18	ОКГТ	1-118	28,14
33	ВЛ 220 кВ Борино-Елецкая 220 №1	1977		68,10	Ш/Ш/П/40-60	АС 400/51	1-110, 111-277	64,44	1хС 70	портал-1, 44-110, 112-269	53,00
							110-111	0,65	2хС 70	269-277, 290-портал	2,10
			1981			АС 400/51	277-290	3,01	С 70	44-110, 111-269	53,07
34	ВЛ 220 кВ Елецкая – Ливны	1979		8,43	Ш/Ш/П/40-60	АС 300/39	301-340	8,43		портал-1, 1-269	66,12
35	ВЛ 220 кВ Елецкая-220 - Ливны с отпайкой на ПС Тербуны	1979		8,43	Ш/Ш/П/40-60	АС 300/39	301-340	8,43	ОКГТ	портал-1, 1-269	66,12
		1993		39,69	Ш/Ш/П/40-60	АС 300/39	1-166	39,69	2хС 70	277-290	2,99
36	ВЛ 220 кВ Борино-Елецкая 220 №2	1972		68,99	Ш/Ш/П/40-60	АС 400/51	1-269	59,59	2хС 70	портал-1, 113-114	0,82
							269-314	9,40	С 70	1-113, 114-269	58,77
37	ВЛ 220 кВ Маяк-Елецкая 220	1985		19,51	Ш/Ш/П/40-60	АС 400/51	1-22	3,72	2хС 70	269-314	9,40
		1984					22-94	15,79	С 70	портал-21	3,52
38	ВЛ 220 кВ Елецкая-Маяк	1984		23,20	Ш/Ш/П/40-60	АС 400/51	1-91	19,73	ОКГТ	89-портал	0,60
		1985					91-111	3,47	ОКГТ	21-94, 94-портал	20,83
39	ВЛ 220 кВ Елецкая-Тербуны	1992		76,19	Ш/Ш/П/40-60	АС 300/39	1-152	36,51	2хС 70	91-портал	3,47
		1996					152-341	39,68	С 70	4-13, 87-91	2,43
40	ВЛ-220 кВ Дон-КС 29	1984		41,77	Ш/Ш/П/40-60	АС 300/39	1-5	0,56	ОКГТ	1-87	21,09
		1981					5-25	4,29	С 70	портал-2	0,27
41	ВЛ 220 кВ Елецкая-КС-29 №1	1985		33,60	Ш/Ш/П/40-60	АС 400/51	25-186	36,92	2хС 70	портал-2	36,25
							1-164	33,60	С 70	152-341	39,65
42	ВЛ 220 кВ Елецкая-КС-29 №2	1986		33,56	Ш/Ш/П/40-60	АС 400/51	1-163	33,56	ОКГТ	1-176	41,77
							1-164	33,60	ОКГТ	1-164	33,61
							1-164	33,60	С 70	3-14, 135-161, 164-портал	6,52
							1-163	33,56	С 70	портал-4,	27,01

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода, г	Год реконстр., г	Протяжённость, км	Район по гололеду/ветру/пьяске/грозе (час)	Провод			Грозогрос		
						Марка	Участок подвески	Длина, км	Марка	Участок подвески	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
43	ВЛ 220 кВ Елецкая-КС-29 №3	1989		33,32	Ш/Ш/П/40-60	АС 400/51	1-146	33,32	С 70	портал-4, 15-145, 145-портал	31,26
44	ВЛ 220 кВ Липецкая-Мичуринская I цепь			10,27	Ш/П/40	АС 400/51	1-38	10,27	ОКГТ		4,00
45	ВЛ 220 кВ Липецкая-Мичуринская II цепь	1975		10,27	Ш/П/40	АС 400/51	1-38	10,27	1хС 70		6,27
46	ВЛ 220 кВ Липецкая-Котовская	1972		20,10	Ш/П/40	АС 400/51	1-9	2,40	С 70	1-11	2,70
47	ВЛ 220 кВ Новая – ГПП-15-2 Левая			4,6		АС 300/39	9-86	17,70	ОКГТ	1-86	20,10
48	ВЛ 220 кВ Новая – ГПП-15-2 Правая			4,6		АСО 400		4,6			

ВЛ с выделенными годами ввода имеют срок эксплуатации больше нормативного.

Срок службы электросетевых объектов определяется стандартом исходя из усредненного экономически целесообразного времени службы основных фондов (с учетом морального износа) и в основном соответствует амортизационному периоду. Для воздушных линий на стальных и железобетонных опорах стандарт устанавливает срок службы 45 лет по объекту в целом, исходя из долговечности наиболее употребляемых марок проводов. Для ПС, согласно соответствующим стандартам, сроки использования основного оборудования ПС до списания составляют не менее 25 лет. На практике необходимость реконструкции ПС часто возникает и по условиям морального износа.

**Приложение 3**  
**к Схеме и программе**  
**развития электроэнергетики**  
**Липецкой области на 2019-2023 годы**

**ПС 110 кВ, находящиеся на балансе ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»**

№ п/п	Наименование	Напряжения, кВ	Год ввода ПС	Тех. Состояние	Трансформаторы:					Схема РУ высшего напряжения
					№	тип	мощность, МВА	год ввода	Техническое состояние	
<b>ПС 110 кВ Липецкого участка</b>										
1	Аксай	110/35/10	1984	уд.	T1	ТДТН	10	1984	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1986	удовл.	
2	Бугор	110/35/6	2012	хор.	T1	ТДТН	63	2011	хор.	110-5Н
		110/35/6			T2	ТДТН	63	2012	хор.	
3	Вербилково	110/35/6	1978	уд.	T1	ТДТН	10	1974	удовл. (учащенный контроль)	110-4Н
		110/35/6			T2	ТМТН	6,3	1990	хор.	
4	В. Матренка	110/35/6	1977	уд.	T1	ТМТН	6,3	1977	удовл.	110-4Н
		110/35/6			T2	ТМТН	6,3	1981	удовл.	
5	Гидрооборудование	110/10/6	1976	уд.	T1	ТРДН(С)	25	1976	хор.	110-12
		110/10/6			T2	ТРДН(С)	25	1976	удовл.	
		110/35/6			T3	ТДТНГ	31,5	1999	хор.	
6	ГПП-2	110/6	1986	уд.	T1	ТРДН	63	1986	удовл. (учащенный контроль)	Нетип.
		110/6			T2	ТРДН	63	1986	хор.	
7	Двуречки	110/10	1979	уд.	T1	ТМН	6,3	1979	удовл.	Нетип.
					T2					
8	Добринка	110/35/10	1976	уд.	T1	ТДТН	16	1980	хор.	110-5АН
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1986	удовл.	
9	Доброе	110/35/10	1983	уд.	T1	ТДТН	16	1985	хор.	Нетип.
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1983	удовл.	
10	Казинка	110/35/10	1979	уд.	T1	ТДТН	16	1979	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1981	удовл.	
11	КГД	110/6	1987	уд.	T1	ТДН	10	1987	хор.	110-4Н
		110/6			T2	ТДН	16	2011	хор.	
12	ЛТП	110/6	1987	уд.	T1	ТМН	6,3	1987	хор.	Нетип.
		110/6			T2	ТДН	10	1987	хор.	
13	Никольская	110/35/10	1976	уд.	T1	ТМТН	6,3	1976	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТМТН	6,3	1985	удовл.	
14	Новая Деревня	110/35/10	1973	уд.	T1	ТДТН	10	1988	хор.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	10	2016	хор.	
15	Октябрьская	110/10	1997	хор.	T1	ТРДН	40	1997	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТРДН	40	2007	хор.	
16	Привокзальная	110/6	1965	уд.	T1	ТРДН	40	2016	хор.	Нетип.
		110/6			T2	ТДНГ	20	1970	удовл.	
		110/6			T3	ТРДН(С)	25	1977	удовл.	
17	Ситовка	110/6	1983	уд.	T1	ТДН	10	1983	хор.	110-12
		110/6			T2	ТДН	10	1983	хор.	
18	Тепличная	110/6	1980	уд.	T1	СГЕ	15	1980	удовл.	Нетип.
		110/6			T2	СГЕ	15	1983	удовл.	
19	Усмань	110/35/10	1954	уд.	T1	ТДТН	16	1993	хор.	110-9
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1975	удовл.	
20	Хворостянка	110/35/10	1976	уд.	T1	ТДТН	10	1978	хор.	Нетип.
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1976	хор.	

№ п/п	Наименование	Напряжения, кВ	Год ввода ПС	Тех. Состояние	Трансформаторы:					Схема РУ высшего напряжения
					№	тип	мощность, МВА	год ввода	Техническое состояние	
21	Хлевное	110/35/10	1981	уд.	T1	ТДТН	16	1981	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1982	удовл.	
22	Цементная	110/35/6	1963	уд.	T1	ТДТН	40	2012	хор.	Нетип.
		110/6			T2	ТРДН	32	1973	удовл.	
		110/35/6			T3	ТДТН	63	2011	хор.	
23	Юго-Западная	110/10/6	1982	уд.	T1	ТДТН	40	1996	хор.	110-12
		110/10/6			T2	ТДТН	40	2004	хор.	
		110/10/6			T3	ТДТН	40	2017	хор.	
24	Южная	110/10/6	1978	хор.	T1	ТДТН	40	1994	хор.	110-4Н
		110/10/6			T2	ТДТН	40	1992	удовл.	
25	Манежная	110/10	2010	хор.	T1	ТРДН	40	2011	хор.	110-5АН
		110/10			T2	ТРДН	40	2010	хор.	
26	Университетская	110/10	2009	хор.	T1	ТРДН	40	2011	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТРДН	40	2009	хор.	
27	Трубная 2	110/6	1991	уд.	T1	ТРДН(С)	25	1991	хор.	Нетип.
		110/6			T2	ТРДН(С)	25	1991	хор.	
<b>ПС 110 кВ Елецкого участка</b>										
1	Агрегатная	110/6	1977	уд.	T1	ТДН	16	1982	удовл.	110-4Н
		110/6			T2	ТДН	16	1977	удовл.	
2	Волово	110/35/10	1993	хор.	T1	ТДТН	10	1993	удовл.	Нетип.
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1995	удовл.	
3	Гороховская	110/35/10	1974	уд.	T1	ТДТН	16	1974	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1977	удовл.	
4	Долгоруково	110/35/10	1970	уд.	T1	ТМТ	6,3	1970	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1975	удовл.	
5	Донская	110/35/10	1966	уд.	T1	ТДТН	10	1967	удовл.	Нетип.
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1966	неудовл.	
6	Западная	110/6	1998	хор.	T1	ТРДН	40	1999	удовл.	110-5АН
		110/6			T2	ТРДН	40	1992	удовл.	
7	Измалково	110/35/10	1980	уд.	T1	ТДТН	10	1980	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1983	удовл.	
8	Кашары	110/10	1972	хор.	T1	ТМН	2,5	1982	хор.	Нетип.
		110/10			T2	ТМН	6,3	1986	удовл.	
9	Лукошкино	110/10	1991	уд.	T1	ТМН	10	1990	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТМН	2,5	2008	удовл.	
10	Набережное	110/35/10	1973	уд.	T1	ТМТ	6,3	1973	удовл.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1983	удовл.	
11	Табак	110/6	1981	уд.	T1	ТДН	16	1981	удовл.	Нетип.
		110/6			T2	ТДН	16	2011	хор.	
12	Тербуны	110/35/10	1973	уд.	T1	ТДТН	10	1972	удовл.	Нетип.
		110/35/10			T2	ТДТН	10	1980	удовл.	
13	Тербунский гончар	110/10	2008	хор.	T1	ТДН	25	2008	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТДН	25	2011	хор.	
14	Елецпром*	110/10	2017	хор.	T1	ТРДН	25	2013	хор.	110-3Н
<b>ПС 110 кВ Лебедянского участка</b>										
1	Лебедянь	110/35/10	1964	неуд.	T1	ТДТН	16	1968	удовл.	110-12
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1970	удовл.	
2	Лев Толстой	110/35/10	1964	уд.	T1	ТДТН	10	1972	удовл. (учащенный контроль)	110-3Н
3	Чаплыгин Новая	110/35/10	1996	хор.	T1	ТДТН	16	2006	хор.	110-12
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1996	хор.	
4	Россия	110/35/10	1981	уд.	T1	ТДТН	16	1981	хор.	110-4Н
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1989	хор.	
5	Компрессорная	110/35/10	1981	уд.	T1	ТДТН	16	1981	хор.	110-12
		110/35/10			T2	ТДТН	16	1982	удовл.	
6	Березовка	110/35/10	1983	уд.	T1	ТДТН	16	1983	удовл.	Нетип.



№ п/п	Наименование	Напряжения, кВ	Год ввода ПС	Тех. Состояние	Трансформаторы:					Схема РУ высшего напряжения
					№	тип	мощность, МВА	год ввода	Техническое состояние	
		110/35/10			T2	ТДГН	10	1994	удовл.	
7	Нива	110/35/10	1986	уд.	T1	ТДГН	10	1986	хор.	Нетип.
		110/10			T2	ТДН	10	2003	хор.	
8	Астапово	110/35/10	1986	уд.	T1	ТДГН	16	1986	хор.	110-12
		110/35/10			T2	ТДГН	16	1991	хор.	
9	Химическая	110/35/10	1986	уд.	T1	ТДГН	16	1986	удовл.	110-12
		110/35/10			T2	ТДГН	16	1986	удовл.	
10	Ольховец	110/10	1978	уд.	T1	ТМН	2,5	1978	удовл.	110-4Н
		110/10			T2	ТМН	2,5	1982	хор.	
11	Куймань	110/10	1979	уд.	T1	ТМН	2,5	1979	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТМН	2,5	1980	хор.	
12	Лутошкино	110/10	1983	уд.	T1	ТМН	2,5	1983	хор.	110-4Н
		110/10			T2	ТМН	2,5	1983	хор.	
13	Круглое	110/10	1989	уд.	T1	ТМН	6,3	2008	хор.	Нетип.
		110/10			T2	ТМН	2,5	1991	хор.	
14	Троскурово	110/35/10	1994	хор.	T1	ТДГН	10	1998	хор.	110-5АН
		110/35/10			T2	ТМТН	6,3	1998	хор.	
15	Ирито	110/10	2017	хор.	T1	ТРДН	25	2017	хор.	110-3Н

\*) – ММПС 110 кВ до строительства стационарной ПС. Стационарная подстанция в дальнейшем будет носить название – Елецпром.

\*\*) – Цветом выделены подстанции, срок службы которых превышает нормативный.

**Приложение 4**  
**к Схеме и программе**  
**развития электроэнергетики**  
**Липецкой области на 2019-2023 годы**

**ЛЭП 110 кВ, находящиеся на балансе филиала ПАО «МРСК-Центра» - «Липецкэнерго»**

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция			Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкер	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
<b>ВЛ 110 кВ Липецкого участка</b>																		
1	ВЛ 110 кВ 2А Левая, ВЛ 110 кВ 2А Правая	ВЛ 110 кВ Северная																
		Гидрооборудование Левая, ВЛ 110 кВ Северная Правая		23,10	46,20		23	86		109	22	2985	23,1					неуд.
1.1	уч-к № 1-108 лев.цепь		1977	23,10	23,10	АС-185	22	У110-2; У110-1	86	ПБ110-4	108	22	ПС-12А, ЛК-70/110, ПС-120	2985			С-50	
1.2	уч-к № 1-108 прав.цепь		1980	23,10	23,10	АС-185	1	У110-1			1	-					С-50	
2	ВЛ 110 кВ Бугор Левая, ВЛ 110 кВ Бугор Правая	ВЛ 110 кВ Новая- Правобережная с отпайками Левая, ВЛ 110 кВ Новая- Правая		18,68	37,36		66		34		100	36		5138	18,68			Неуд.
		ВЛ 110 кВ Бугор Правобережная с отпайками Правая																
2.1	уч-к ГПП-4-Бугор № 1-16		1978	2,70	5,40	АС-185	4	У110-2	12	ПБ110-8	16	4	ПС-12А	910	2,7		С-50	
2.2	№ 16-56		1961	10,500	21,000	АС-185	41	ПАБ-8; УТЛБ-8			41	9	ПМ-4,5 ПС-70	1450	10,500		С-50	
2.3	уч-к № 56-67		1982	1,43	2,86	АС-185	1	У110-2	10	УБ110-2; ПБ110-8	11	3	ПС-120	482	1,43		С-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2.4		уч-к № 67-83	1991	2,50	5,00	АС-185	7	У110-2	9	ПБ110-8	16	7	ПС-70	1104	2,5	С-50	
2.5		уч-к № 83-88	1966	0,20	0,40	АС-185	6	УТЛБ-8; У110-2	-	-	6	6	ПМ-4,5	192	0,2	С-50	
2.6		уч. к ПС Правобережная	1966	1,20	2,40	АС-240	5	У2М;	3	ПБ110-4	8	5	ПС-4,5	760	1,2	ТК-50	
2.7		отп. к ПС Октябрьская	1997	0,15	0,30	АС-185	2	У110-2; УС110-8	-	-	2	2	ПС-70	240	0,15	ТК-50	
3		ВЛ 110 кВ Верхняя Матренка		46,300	46,300		27		235		262	42		7424	46,534		Удовл.
3.1		уч-к № 1-21	1985	3,60	3,60	АС-120	2	У110-1	19	ПБ110-5; УБ110-7	21	6	ПС-70Д	714	3,6	С-50	
3.2		уч-к № 21-263	1978	42,40	42,40	АС-120	25	У110-1; У110-3н; У110-1-14; У110-2-5	215	ПБ110-5; УБ110-7; УБ110-1; ПУСБ110-1	240	36	ПСГ-6А	6620	42,4	С-50	
3.3		отп. к ПС Никольская	1985	0,300	0,300	АС-95	-	-	1	ПБ110-5	1	-	ПС-70Д	90	0,534	С-50	
4		ВЛ 110 кВ Правобережная – Вербиллово с огн. на ПС Хлевное Левая, ВЛ 110 кВ Правобережная – Вербиллово с огн. на ПС Хлевное Правая		58,95	117,9		63		248		311	49		16659	58,7		Удовл.
4.1		уч-к № 1-2	1994	0,10	0,20	АС-185	2	У110-2	-	-	2	2	ПС-6Б	116	0,1	С-50	
4.2		уч-к № 2-175	1977	32,40	64,80	АС-185	47	У110-2; П110-6; УС110-8	130	ПБ110-8	177	43	ПС-120	9340	32,4	С-50	
4.3		уч-к Вербиллово-Хлевное № 1-131	1981	26,20	52,40	АС-95	14	У110-4; У110-2	118	УБ110-2; ПБ110-2;	132	4	ПС-6Б	7203	26,2	ТК-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4.4	отп. к ПС Вебилово	ВЛ 110 кВ Северная – Двуречки с огн. на ПС Казинка Левая, ВЛ 110 кВ Северная – Двуречки с огню на ПС Казинка Правая	1977	0,250	0,500	АС-185	1	У110-2		ПБ110-8; ПБ110-10							
5				23,31	46,62		28		100		129	38		7644	23,310		Неуд.
5.1	отп. к № 1-74		1979	14,13	28,26	АЖ-120	13	У110-2; У110-4; УС110-8	64	ПБ110-2	77	19	ПФ-70Г ПС-70	4344	14,13	ТК-50	
5.2	отп. к ПС Казинка		1979	7,53	15,06	АЖ-120	11	У110-2; У110-4; УС110-2; УС110-8	26	ПБ110-2	37	11	ПС-70 ПФ-70Г	2214	7,53	ТК-50	
5.3	перемычка к ВЛ-110кВ Усманы № 1-13		1996	1,65	3,30	АС-120	3	У110-2	10	ПБ110-8; УБ110-2; ПЖ	14	7	ПС-120 ПС-70	1050	1,65	С-50	
6	ВЛ 110 кВ Добринка-1	ВЛ 110 кВ Добринка – Верхняя Магренка	1978	28,90	28,90	АС-120	20	У110-3; У110-1; У110-2	152	ПБ110-5; ПБ110-2	172	20	ПС6-Б	4939	28,9	С-50	Удовл.
7	ВЛ 110 кВ Добринка-2	ВЛ 110 кВ Хворостянка – Добринка		26,72	26,72		13		142		155	16		4264	26,72		Удовл.
7.1	уч-к № 1-155 (новый)		1994	26,72	26,72	АС-120	13	У110-2; У110-4	142	ПБ110-8	155	16	ПС-120 ПС-70Д	4264	26,72	ТК-50	
8	ВЛ 110 кВ Доброс Левая, ВЛ 110 кВ Доброс Правая	ВЛ 110 кВ Ситовка – Доброс Левая, ВЛ 110 кВ Ситовка – Доброс Правая		33,70	67,40		35		130		165	35		4542	33,7		Неуд.
8.1	уч-к № 1-4		1995	0,66	1,31	АС-120	2	У110-2	2	ПБ110-2	4	2	ПСГ-120	42	0,655	С-50	



№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
8.2	уч-к лев.цель № 4-165		1982	33,05	33,05	АС-120	33	У110-2	128	ПБ110-2	161	33	ПСГ-70	4500	33,045	«-»	
8.3	уч-к прав.цель № 4-165		1986		33,05	АС-120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	«-»	
9	ВЛ 110 кВ Кольцевая Левая, ВЛ 110 кВ Кольцевая Правая	ВЛ 110 кВ Новая-Правобережная с огн. на ПС Южная Левая, ВЛ 110 кВ Новая-Правобережная с огн. на ПС Южная Правая		20,975	40,785		58		39		97	35		6334	19,46		Неуд.
9.1	уч-к № 1-16		1978	2,80	5,60	АС-185	4	У110-2	12	ПБ110-4	16	4	ПС-12А	910	2,8	С-50	
9.2	уч-к № 16-43		1961	7,30	14,60	АС-185	27	П110-2	-	-	27	5	ПС-70 П-4,5	1502	7,3	«-»	
9.3	уч-к № 43-57		1966	2,90	5,80	АС-185	6	У-2М; УШПБ-61	8	ПБ110-2; ПБ-28	14	6	ПС-70	816	2,9	«-»	
9.4	отп. к ПС Южная № 1-24		1976	3,90	7,80	АС-185	12	ПШ-2; У110-3; У110-4; П110-6	12	ПБ110-4	24	11	ПС-12А	1902	3,9	«-»	
9.5	отп. к ПС Южная № 24-26		1974	0,50	1,00	АС-185	1	У110-2	1	ПБ110-4	2	1	ПФ-6	158	0,5	«-»	
9.6	отп. к ПС Южная № 26-36		1980	2,06	4,12	АС-185	5	У110-2; УС110-8	5	ПБ110-4	10	5	ПС70-Д	944	2	«-»	
9.7	отп.к ПС Бугор: уч-к оп № 1-4 (откл. в норм реж)			0,350	0,700	АС-185	3	У110-2; У110-1	1	ПБ110-4	4	3	ПФ-6	102	0,35	«-»	
9.8.	от оп.31 к ПС 110 кВ Манежная КЛ-110 кВ Манежная-лев. прав.		2011	0,625- лев. 0,54 -прав	1,165	ПвПу2г1 *185/95/ -64/110											
10	ВЛ 110 кВ ЛТЗ-Левая, ВЛ 110 кВ ЛТЗ Правая	ВЛ 110 кВ Новая – ГПП-2 Левая, ВЛ 110 кВ Новая – ГПП-2 Правая	1985	6,46	12,92	АС-400	24	У110-2; У110-8; П110-4	23	ПБ110-4	47	15	ПС-70Е ПС-120Б ПСГ-70Е	5015	6,46	ТК-50	Удовл.
11	ВЛ 110 кВ ЛТН	ВЛ 110 кВ Ситовка		4,22	8,44		16		13		29	16		3147	4,14		Удовл.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические к-во	Ж/бетонные к-во	Ж/бетонные тип	Всего, шт	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Левая, ВЛ 110 кВ ЛТП Правая	- ЛТП с отп. на ПС КПД Левая, ВЛ 110 кВ Ситовка - ЛТП с отп на ПС КПД Правая															
11.1	уч-к № 1-12		1987	1,54	3,08	АС-70	5	У110-4	7	ПБ110-2	12	5	ПС-6Б	702	1,54	С-50	
11.2	отп. на ПС КПД № 1-17		1988	2,48	4,96	АС-95	11	У110-4; УС110-8	6	ПБ110-6	17	11	ПС70-Д	2445	2,6	«-»	
11.3	переход а/д № 11-12		1988	0,20	0,40	АС-120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12	ВЛ 110 кВ Московская Левая, ВЛ 110 кВ Московская Правая	ВЛ 110 кВ Правобережная - Юго-Западная Левая, ВЛ 110 кВ Правобережная - Юго-Западная Правая		9,70	19,40		23		39		62	22		4097	9,7	С-50	Удовл.
12.1	уч-к № 1-14		1986	2,30	4,60	АС-185	6	У-2	8	ПБ110-4	14	6	П-4,5	720	2,3	С-50	
12.2	уч-к № 14-17		1982	0,55	1,10	АС-185	-	-	3	ПБ110-8	3	-	ПСГ-12	126	0,55	«-»	
12.3	уч-к № 17-62		1993	6,85	13,70	АС-185	17	У110-2; П110-6В	28	ПБ110-8	45	16	ПС-120	3251	6,85	«-»	
13	ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая, ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая	ВЛ 110 кВ Юго-Западная - Ситовка с отп. на ПС Привокзальная Левая, ВЛ 110 кВ Юго-Западная - Ситовка с отп. на ПС Привокзальная Правая		15,82	31,64		38		59		97	31		6264	15,82	С-50	Удовл.
13.1	уч-к № 1-21		1988	2,80	5,60	АС-185	3	У110-2	17	ПБ110-8; УБ110-2	20	6	ПС-120	1260	2,8	С-50	
13.2	уч-к № 21-30		1995	1,15	2,30	АС-185	9	У-2; П110-2	1	УБ-110-2	10	7	ПС-120	884	1,15	С-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
13.3	уч-к № 30-58		1995	5,35	10,70	АС-185	5	У110-2; П110-2	23	ПБ110-8	28	6	ПС-120	1740	5,35	С-50	
13.4	уч-к № 58-69		1962	2,39	4,78	АС-185	11	У-2М; П110-2		ПБ110-8	11	2	ПС-70	640	2,39	С-50	
13.5	уч-к № 69-86		1995	2,82	5,64	АС-185	3	У110-2	14	ПБ110-8	17	3	ПС-120	933	2,82	С-50	
13.6	уч-к № 86-89		1982	0,65	1,30	АС-185	2	У110-2	1	ПБ110-8	3	2	ПС-120	266	0,65	С-50	
13.7	отп. к ПС Привокзальная №1-8		1980	0,66	1,32	АС-95 АС-120	5	У110-2	3	ПБ110-4	8	5	ПС-120	541	0,66	С-50	
14	ВЛ 110 кВ Промышленная	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая	1996	3,42	3,42	АС-185	5	У110-2; У110-2-14; У110-2-9	0	–	5	5	ПС-120	390	1,17	ТК-50	Удовл.
15	ВЛ 110 кВ Связь Левая, ВЛ 110 кВ Связь Правая	ВЛ 110 кВ Северная – Металлургическая Левая, ВЛ 110 кВ Северная - Металлургическая Правая	1969	2,02	4,04	АСО-300	11	П4М; У90	0	–	11	7	ПС-70Д ПФЕ-11	1022	2,02	СТ-50	Удовл.
16	ВЛ 110 кВ Сухая Лубна	ВЛ 110 кВ Правобережная – Сухая Лубна с отп. на ПС Новая Деревня	1981	6,25	12,50	АЖ-120	9	У110-2	35	ПБ110-6	44	9	ПФ-6Б	2638	6,25	С-50	Удовл.
17	ВЛ 110 кВ Трубная Левая, ВЛ 110 кВ Трубная Правая	ВЛ 110 кВ Ситовка – Трубная-2 с отпайками Левая, ВЛ 110 кВ Ситовка - Трубная-2 с отпайками Правая		12,03	24,05		31		28		58	22		3768	10,73		Удовл.
17.1	уч-к №1-18		1982	3,27	6,54	АС-185	5	У110-2	13	ПБ110-2	17	4	ПС-120 ПС-70	1011	3,27	С-50	



№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
17.2	уч-к №18-34		1995	2,92	5,84	АС-120	3	У110-2; П110-2	13	ПБ110-2	16	3	ПС-120 ПС-70	1005	2,92	«-»	
17.3	уч-к №34-52		1991	4,27	8,53	АС-120	19	У110-2; П110-2	-	-	19	9	ПС-120 ПС-70	1452	4,267	«-»	
17.4	уч-к №52-54		1991	0,05	0,10	АС-185	2	У110-2	-	-	2	2	ПС-120	100	0,05	«-»	
17.5	отп. к ПС Тепличная №1-4		1980	0,22	0,44	АС-95	2	У110-2	2	П110-2	4	4	ПС-120	200	0,22	ТК-50	
17.6	отп. к ПС Трубная-1 №1-9 (Т.О. Труб.заводу)		1991	1,30	2,60	АС-95	9	У110-2; П110-2	-	-	9	7	П-4,5	550	1,3	С-50	
18	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 Левая, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 Правая	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая Левая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая Правая		3,62	7,24		15		3		18	15		2472	3,62		Удовл.
18.1	уч-к №1-7		1978	1,80	3,60	АС-185	4	П110-2; У110-2	3	ПБ110-8	7	4	ПСГ-12А	912	1,8	С-50	
18.2	уч-к №7-18		1986	1,82	3,64	АС-185	11	У110-2	-	-	11	11	ПСГ-70Д	1560	1,82	«-»	
19	ВЛ 110 кВ Усмань Левая, ВЛ 110 кВ Усмань Правая	ВЛ 110 кВ Гидрооборудование - Усмань с отпайками Левая, ВЛ 110 кВ Гидрооборудование - Усмань с отпайками Правая		84,66	131,72		36		463		499	56		21933	84,66		Удовл.
19.1	уч-к № 1-92 прав.цель		1977	18,70	18,70	АС-95	12	У110-1; У110-3	82	ПБ110-1; УБ-110-1	94	14	ПС-12А ПМ-4,5	2211	18,7	ТК-35, ПС-50	
19.2	уч-к № 1-95 лев.цель		1984	18,90	18,90	АС-120	6	У110-1; У110-2	91	ПБ110-5; УБ110-7	97	13	ПС-70Д	3136	18,9	С-50	
19.3	уч-к № 95-181 прав.цель		1984	13,00	26,00	АС-120	3	У110-2	83	ПБ110-8;	86	5	ПС-70Д	4496	13	«-»	



№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)	
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка					
1	2	3	4	5	6	7	к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт	к-во	тип	к-во	15	16	17	18
19.4	уч-к № 181-325		1985	23,32	46,64	АС-120	4	У110-2	140	ПБ110-8; УБ110-2	144	12	12	ПС-6В ПСД-6А	504	23,32	ТК-50	
19.5	уч-к № 325-369		1978	5,10	10,20	АС-120	4	У110-4	40	ПБ110-8	44	5	5	ПС-70Д	7372	5,1	ПС-50	
19.6	отп. на ПС Аксай № 1-8		1978	1,34	2,68	АС-120	1	У110-2	7	ПБ110-7	8	1	1	ПС-70Д	2480	1,34	ТК-50	
19.7	отп. на ПС Никольская № 1-17		1984	3,20	6,4	АС-95	3	У110-2	14	ПБ110-4	17	3	3	ПФ-70	886	3,2	ТК-50	
19.8	Перемычка к ВЛ Двуречки уч-к № 13-22		1996	1,10	2,20	АС-120	3	У110-2	6	ПБ110-8	9	3	3	ПС-70	848	1,1	ТК-50	
20	ВЛ 110 кВ Хворостянка	ВЛ 110 кВ Гидроборудование – Хворостянка		30,86	61,72		17		154		171	28			10072	61,72		Удовл.
20.1	уч-к № 1-90 (левая цепь)		1992	16,03	16,03	АС-120	15	У110-4; У110-2; П150	75	УБ110-2; ПБ110-8	90	20		ЛК-70, ПС-70Д	2836	16,03	ТК-50	
20.2	уч-к № 90-157 (левая цепь)		1992	12,55	12,55	АС-150	0	У110-2	67	УБ110-4; ПБ110-8	67	5		ЛК-70, ПС-70Д	1768	12,546	«-»	
20.3	уч-к № 157-168 (левая цепь)		1992	1,83	1,83	АС-120	-	-	11	УБ110-2	11	1		ЛК-70, ПС-70Д	296	1,834	«-»	
20.4	уч-к № 168-171 (лев.)		1992	0,45	0,45	АС-150	2	У110-2; УС110-8	1	ПБ110-8	3	2		ЛК-70, ПС-70Д	136	0,45	«-»	
20.5	уч-к № 1-29; № 37-171 (прав.)		1993	0,00	29,46	АС-95	-	-	-	-	-	-		ПС-70Д	4807	29,46	«-»	
20.6	уч-к № 29-37 (правая цепь)		1993	0,00	1,40	АС-120	-	-	-	-	-	-		ПС-70Д	229	1,4	«-»	
21	ВЛ 110 кВ Цементная	ВЛ 110 кВ Сиговка – Сокол с отп. на ПС Цементная		19,95	39,90		45		51		96	34			4680	3,32		Удовл.
21.1	уч-к № 1-5	Левая, ВЛ 110 кВ Цементная Правая	1982	0,92	1,84	АС-185	1	У110-2;	4	ПБ110-4	5	1		ПС-12А	1044	0,92	ТК-50	
21.2	уч-к № 5-67		1982;	13,40	26,80	АС-185	28	У110-2;	34	ПБ110-4	62	17		ПС-12А; ПС-Г-70	1045	13,4	ТК-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
21.3	уч-к № 67-78		1980	2,30	4,60	АС-185	4	У110-2; П110-2	7	-	11	4	ПС-70	4644	2,3	«-»	
21.4	уч-к № 78-95		1980; 1989	3,23	6,46	АС-185	11	У110-2	6	ПБ110-4	17	11	ПФ-70 ПС-70	570;4644	0,92	«-»	
21.5	отп. на ПС Цементная		1962	0,10	0,20	АС-185	1	У110-2	-	-	1	1	ПС-70	36	0,1	«-»	
22	ВЛ 110 кВ Центролит Левая, ВЛ 110 кВ Центролит Правая	ВЛ 110 кВ Правобережная – Центролит с огн. на ПС Университетская Левая, ВЛ 110 кВ Правобережная – Центролит с огн. на ПС Университетская Правая		10,93	21,76		48		20		68	25		5345	10,914		Удовл.
22.1	уч-к № 1-29		1974	6,00	12,00	АС-185	29	ЦУ-6; П4М-1; У2	-	-	29	5	ПС6-А ПСГ-70	2000	6	ТК-50	
22.2	уч-к № 29-38		1966	0,90	1,80	АС-185	5	ЦУ-6; П4М-1; У2	4	ПБ-30	9	5	ПС-120	683	0,9	«-»	
22.3	отп. к ПС Университетская № 1-30		2009	4,034	7,956	АС-185	14	УС110-2+5; У110-2; У110-2п;	16	ПБ110-8; ПЖ	30	15	ПС-120, ПС-70Е, ЛК70/110	2662	4,014	ТК-9,1	
23	ВЛ 110 кВ Чугун Левая, ВЛ 110 кВ Чугун Правая	ВЛ 110 кВ Линейная ТЭЦ-2 – Сокол Левая, ВЛ 110 кВ Линейная ТЭЦ-2 – Сокол Правая		10,22	20,44		24		25		49	22		4233	10,22		Удовл.
23.1	уч-к № 1-5		1978	0,40	0,80	АС-185	6	У110-2;	-	-	6	4	ПС-160	415	0,4	С-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)	
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка			
1	2	3	4	5	6	7	к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт	14	15	16	17	18
23.2		уч-к № 5-44	1980	9,50	19,00	АС-185	14	У110-2; П110-2	25	ПБ110-4	39	14	3270	9,5	С-50	
23.3		уч-к № 44-48	1989	0,32	0,64	АС-185	4	У110-2	-	-	4	4	548	0,4	ПС-50	
		<b>Итого по ВЛ-110кВ</b>		<b>500,79</b>	<b>857,38</b>		<b>675</b>		<b>2079</b>		<b>2754</b>	<b>600</b>	<b>131 858</b>	<b>510</b>		
<b>ВЛ 110 кВ Лебедянского участка</b>																
1	ВЛ 110 кВ Лебедянь Левая	ВЛ 110 кВ Правобережная – Лебедянь с отп.		66,40	66,95		26		347		373	39	11211	66,6		Неул.
1.1	уч-к № 202 -372		1974	27,2	27,2	АС-150/24	19	У2-М-2; У-2; У-4М; У-110-2; У4М+10; У2М+10; УС2-110-3; У2+10; У4+3,8; П4М.	154	ПБ30-1;	173	19	ПС-70Е	5161	27,2	ТК-50
1.2	уч-к № 1-202. Опоры № 1-2 относятся к ВЛ Сухая лубна		1987	39,2	39,4	АС-150/24	7	У-4М; УС-110-3; У-110-1+9; У-110-1; У110-2.	193	ПБ30-1; УБ-110-7; УБ-110-9.	200	20	ПС-70Е	6050	39,4	ТК-50
1.3	отп. к ПС Куймань от № 246 (оп. 1-3) относятся к ВЛ -110 кВ Лебедянь правая		1979	0	0,35	АС-150/24							ПС-70Е			
2	ВЛ 110 кВ Лебедянь Правая	ВЛ 110 кВ Дон – Сухая Лубна с отп. на ПС Куймань		16,85	37,55		14		67		81	14	5693	16,85		Неул.
2.1	уч-к от №188 до ПС Сухая Лубна		1974	6,70	6,70	АС-150/24	3	У-110-1; У-1-М.	25	ПБ25 - 1	28	3	ЛК 70/110;ПС	6,7	ТК-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2.2	уч-к от № 50-187 опоры внесены в Лебедянь левая от № 202-372		1974	0,00	20,70	АС-150/24			1	ПБ30-1	1		ПС-70Е	3660			
2.3	уч-к от ПС Дон до № 49		1974	9,80	9,80	АС-150/24	9	У110-2г; У110-2+9; У-2; У2-2	40	ПБ 110-2	49	9	ПС-70Е	1494	9,8	ТК-50	
2.4	отп. к ПС Куймань		1979	0,35	0,35	АС-150/19	2	У110-2; У110-2+5	1	ПБ 110-2	3	2	ПС-70Е	206	0,35	ТК-50	Удовл.
3	ВЛ 110 кВ Сухая Лубна	ВЛ 110 кВ Правобережная – Сухая Лубна с отп. на ПС Новая Деревня		45,8	45,8		21		210		231	17		6252	45,80		Удовл.
3.1	уч-к от № 203 до ПС Сухая Лубна		1966	6,50	6,50	АС-120/19	4	У 1-М	25	ПБ 25-1	29	4	ПС-70Е	904	6,5	ТК-50	Удовл.
3.2	уч-к от ПС Правобережная до №202		1974	39,30	39,30	АС-185/24	17	У-4М; ЦУ-2+10; У 110-2; П 4М	185	ПБ 30-1	202	13	ПС-70Е	5348	39,30	ТК-50	Удовл.
3.3	отп. К ПС Н. Деревня (№ 1-42) на балансе Липецкого участка		1981			АЖ-120											
4	ВЛ 110 кВ Заход Левая, ВЛ 110 кВ Заход Правая	ВЛ 110 кВ Дон – Лебедянь Левая, ВЛ 110 кВ Дон – Лебедянь Правая		11,90	23,80		15		41		56	15		4248	11,8		Удовл.
4.1	уч-к от ПС Дон до ПС Лебедянь (Заход левая)		1983	11,90	11,90	АС-120-5,2км; АС-150-6,7км	15	У 110-2; У 110-4; У 110-2+9	41	ПБ 110-8	56	15	ПС-70Е	2124	11,8	С-50; ТК-50	Удовл.
4.2	уч-к от ПС Дон до ПС Лебедянь (Заход правая) опоры относятся к ВЛ Заход левая		1983	0,00	11,90	АС-120-5,2км; АС-150-6,7км							ПС-70Е	2124			Удовл.



№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка			
к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип						к-во	тип	к-во
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
5	ВЛ 110 кВ Машзавод Левая, ВЛ 110 кВ Машзавод Правая	ВЛ 110 кВ Дон – Машзавод с отп. на ПС Нива Левая, ВЛ 110 кВ Дон – Машзавод с отп. на ПС Нива Правая		9,44	18,88		14		34		48	14		4300	9,40		Удовл.
5.1	уч-к № 12-25.		1986	2,34	4,68	АС-120/19	3	У110-2+9; У110-2.	9	ПБ110-8.	12	3	ПС70-Д; ПС6А.	884	2,34	ТК-50	Удовл.
5.2	отп. от № 25 до ПС Нива.		1986	4,96	9,92	АС-120/19	7	У110-2; У110-2+5	17	ПБ110-8.	24	7	ПС70-Д; ПС6А.	2468	4,96	С-50	Удовл.
5.3	уч-к от ПС Дон до № 12.		1986	2,10	4,21	АС-120/19	4	У110-2; У110-2+5	8	ПБ110-8.	12	4	ПС70-Д; ПС6А.	948	2,10	ТК-50	Удовл.
	уч-к на ПС Машзавод		1986	0,04	0,08	АС-120/19											
6	ВЛ 110 кВ Химическая-1	ВЛ 110 кВ Лебедянь – Химическая	1979	28,90	28,90	АС-185/24	10	УА-110-2; У-110-1; У-110-1+5; У-220-1.	155	ПБ110-3, УБ110-4; УБ110-1.	165	19	ЛК-70; ПС-70Д	1491	28,9	ТК-50	Удовл.
7	ВЛ 110 кВ Данков	ВЛ 110 кВ Химическая – Данковская ТЭЦ	1979	1,89	4,80	АС-150/19	3	У 110-1	6	ПБ 110-1	9	3	ПМ-4,5	1248	1,93	ТК-50	Удовл.
	уч-к от ПС Химическая до ПС ТЭЦ (опоры от № 1 до № 14 внесены в ВЛ 110 кВ Заводская левая) (опора № 24 внесены в ВЛ 110 кВ ТЭЦ Долomitная)																
8	ВЛ 110 кВ ТЭЦ – Долomitная	ВЛ 110 кВ Химическая – Данковская ТЭЦ с отп. на ПС Долomitная		1,60	6,00		4,00		5,00		9,00	4,00		1185,00	1,60		Хор.
8.1	уч-к от №20 до ПС ТЭЦ		1986	1,60	1,60	АС-	4	У 110-1	5	ПБ 110-1	9	4	ПФ-70В	465	1,6	ТК-50	Хор.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
8.2	уч-к от ПС Химическая до №20 (опоры № 1-20 внесены в ВЛ 110 кВ	Долмитная	1986	0,00	4,40	АС-150/24							ПФ-70В	720		ТК-50	Хор.
9	ВЛ 110 кВ Долмитная	ВЛ 110 кВ Химическая – Долмитная	1986	4,40	4,40	АС-150/19	4	У110-2-2; У110-2+5	16	ПБ 110-2	20	4	ПФ-70В	856	4,4	ТК-50	Хор.
10	уч-к от ПС Химическая до № 20	ВЛ 110 кВ Заводская – Левая	1984	4,20	4,20	АС-150/19	6	У110-1; У110-2	14	ПБ 110-2; ПБ 110-1	20	6	ПФ-70В	800	4,2	ТК-50	Хор.
11	ВЛ 110 кВ Заводская Правая	ВЛ 110 кВ Химическая – Заводская Правая	1984	4,20	4,20	АС-150/19	5	У110-1	15	ПБ 110-1	20	5	ПФ-70В	781	4,2	ТК-50	Хор.
12	ВЛ 110 кВ Берёзовка	ВЛ 110 кВ Химическая – Берёзовка	1984	52,70	52,70	АС-95/16	23	У110-2; У110-2+5; У110-2+14; У110-2+9; П110-4; П110-1+4	286	ПБ 110-8	309	32	ПС-70Д	9400	52,70	С-50	Хор.
13	ВЛ 110 кВ Зологуха	ВЛ 110 кВ Ольховец – Круглое	1991	6,245	14,00	АС-120/19	4	У110-1	42	УБ110-1+1; ПБ110-1; ПБ110-5	46	8	ПС-70Д; ЛК-70	1548	6,55	С-50	Хор.
14	ВЛ 110 кВ Круглое	ВЛ 110 кВ Круглое – Химическая		14,10	14,10		8		76		84	16		1414	14,11		Хор.
14.1	уч-к от ПС Химическая до оп. № 43		1989	6,65	6,65	АС-120/19	3	У110-1; У110-2	38	УБ110-1; УБ110-2; УБ110-4; ПБ110-5	41	9	ПС-70Д; ЛК-70	731	6,65	ТК-50	Хор.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические к-во	Ж/бетонные к-во	Тип	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
14.2	уч-к от оп. № 43 до ПС Круглое		1989	7,46	7,46	АС-120/19	5	У110-2	38	УБ110-1, УБ110-2, УБ110-4, ПБ110-5, ПБ110-6, ПБ110-6-4	43	7	ПС-70Д; ЛК-70	683	7,455	ТК-50	Хор.
15	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1	ВЛ 110 кВ Компрессорная – Чаплыгин Новая		8,65	9,50		5		44		49	6		1944	8,65		Неуд.
15.1	уч-к от №13 до №50		1968	6,89	6,89	АС-150/24	0		36	УБ 110-1; ПБ 110-5	36	1	ПС 70Б, ПС-6Б, ПС 70Д	896	6,89	ТК-50	
15.2	уч-к от №50 до ПС Компрессорная (опоры относятся к ВЛ- 110 кВ «Компрессорная Левая»)		2011		0,85	АС-150/24								384		ТК-9,1	
15.3	уч-к от ПС Чаплыгин Новая до №13		1968	1,77	1,77	АС-150/24	5	У110-2; У110-2+5	8	ПБ110-2	13	5	ПС 70Д	664	1,77	ТК-50	
16	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2	ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская		21,60	22,45		9		106		115	13		3152	21,60		Неуд.
16.1	уч-к от № 8 до ПС Первомайская		1968	21,60	21,60	АС-150/24	5	У 110-1; У 1-М	102	УАБм60-1, ПБ-25-1	107	9	ПС-70 Б; ПС-4,5	2856	21,6	ТК-50	
16.2	уч-к от ПС Компрессорная до № 8		2011	0,00	0,85	АС-150/24	4	У110-1	4	ПБ 110-5	8	4	ПС-70 Е; ЛК70/110	296		ТК-9,1	
17	ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая	ВЛ 110 кВ Лебедянь – Лутошкино с отп. на ПС Россия		50,60	50,60		25		238		263	30		13061	50		Неуд.



№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
17.1	уч-к от ПС Лебедев до ПС Лутошкино		1981	50,555	50,555	АЖ-120 - 13,3; АС-95/16 - 37,255	25	У110-2, У110-4+5, У110-2+5, У110-2+9, У110-4, УС110-3	238	ПБ110-8, УБ110-4, УБ110-2	263	30	ЛК-70, ПС-70Д, ПФ-70Д	13061	50,45	С-50; ТК-50	
17.2	отп. до ПС Россия		1983	0,045	0,045	АС-95 /16											
18	ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая	ВЛ 110 кВ Лебедев - Лутошкино с отп. на ПС Россия, ПС Ириго		0,61	50,61		1		3		4	4		282	0,61		Неул.
18.1	уч-к от ПС Лебедев до ПС Лутошкино (опоры № 4 - 263 внесены ВЛ 110 кВ Лутошкино левая)		1981	0,61	50,57	АЖ-120	1	У110-1	3	УБ 110-2	4	4	ПС-70Е	282	0,61	ТК-50	
18.2	отп. до ПС Россия		1983	0,00	0,05	АС-95 /16											
19	ВЛ 110 кВ Ольховец	ВЛ 110 кВ Дон - Ольховец		7,49	18,30		5		39		44	9		1284	7,49		Неул.
19.1	уч-к от №12 до № 20 опоры относятся к ВЛ 110 кВ Лев Толстой		1978	0,00	1,30	АС-120 /19								18			
19.2	уч-к от №20 до № 59 опоры относятся к ВЛ 110 кВ Лев Толстой		1978	0,00	7,44	АС-120 /19								286			
19.3	уч-к от № 59 до ПС Ольховец		1978	7,49	7,49	АС - 95/16	5	У110-2; У110-1; У110-1+9.	39	УБ 110-1; ПБ 110-8	44	9	ЛК -70; ПС-70Д	751	7,49	С-50	
19.4	уч-к от ПС Дон до № 12 опоры относятся к ВЛ 110 кВ Лев Толстой		1978	0,00	2,071	АС-120 /19								229			
20	ВЛ 110 кВ Компрессорная Правая	ВЛ 110 кВ Дон - Компрессорная Правая		8,59	63,10		5		39		44	5		9560	6,54		Хор.
20.1	уч-к от № 265 до № 304		1981	7,75	7,75	АС-120 /19	4	У110-1	34	ПБ110-2	38	4	ПС - 70 Д	1040	5,7	ТК-50	Хор.



№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические к-во	Ж/бетонные к-во	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>
20.2	уч-к от ПС Дон до № 265 опоры внесены в ВЛ 110 кВ Компрессорная Левая	1981	0,00	49,63	АС-120 /19									7428		АС-120 ; ТК-50	Хор.
20.3	уч-к от № 304 до ПС Компрессорная (опоры № 304-№ 333 внесены в ВЛ 110 кВ Компрессорная Левая)	1981; 2011	0,84	5,72	АС-120 /19	1	У110-1	5	ПБ110-5	6	1	ПС-70Е	1092	1092	0,84	ТК-9,1	Хор.
<b>21</b>	<b>ВЛ 110 кВ Компрессорная Левая</b>	<b>ВЛ 110 кВ Дон – Компрессорная Левая</b>	1981; 2011	<b>63,10</b>	<b>63,10</b>	АС-120 /19	<b>34</b>	У110-2П; У110-2+14; У110-2; У110-4	<b>307</b>	ПБ110-8	<b>341</b>	<b>34</b>	ПС-70	<b>9520</b>	<b>63,1</b>	АС-120 ; ТК-50	Хор.
<b>22</b>	<b>Лев Толстой</b>	<b>Дон - Астаново</b>		<b>30,20</b>	<b>30,20</b>		<b>11</b>		<b>165</b>		<b>176</b>	<b>18</b>		<b>5586</b>	<b>30,20</b>		Хор.
22.1	уч-к от № 12 до № 20	1990	1,30	1,30	АС-120 /19	1	У110-4	6	ПБ110-8	7	1	ПС-70	232	232	1,297	ТК -9,1	Хор.
22.2	уч-к от № 169 до ПС Астаново (опора № 177 внесена в ВЛ 110 кВ Чаплыгин)	1990	1,60	1,60	АС-120 /19	3	У110-2	4	ПБ110-8	7	3	ПС-70	832	832	1,6	С-50	Хор.
22.3	уч-к от № 20 до № 60	1990	7,44	7,44	АС-120 /19	2	У110-2 ; У110-4	38	ПБ110-8	40	2	ПС-70	1088	1088	7,442	ТК -9,1	Хор.
22.4	уч-к от № 60 до № 169	1990	17,79	17,79	АС-120 /19	2	У110-1	108	УБ110-1; УБ110-3; ПБ110-8..	110	9	ПС-70	2922	2922	17,79	ТК -9,1	Хор.
22.5	уч-к от ПС Дон до № 12	1990	2,07	2,07	АС-120 /19	3	У110-4 ; У110-4+5	9	ПБ110-8	12	3	ПС-70	512	512	2,071	ТК -9,1	Хор.
<b>23</b>	<b>ВЛ 110 кВ Троекурово</b>	<b>ВЛ 110 кВ Астаново – Троекурово отп. на ПС Лев Толстой</b>		<b>34,93</b>	<b>34,93</b>		<b>18</b>		<b>181</b>		<b>199</b>	<b>28</b>		<b>6216</b>	<b>34,93</b>		
23.1	уч-к от № 17 до ПС Троекурово	1997	30,01	30,01	АС-120 /19	12	У110-1+9; У110-1+5; У110-1; У110-2+5; У110-2П110-5.	159	УБ110-1-1; ПБ110-5; ПБ110-8.	171	21	ПС-70 Д	5248	5248	30,01	ТК-50	Хор.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
23.2	уч-к от ПС Астапово до № 17		1986	2,77	2,77	АС-120/19	5	У110-2	12	ПБ110-8	17	5	ПС-70 Д	664	2,769	ТК-50	Хор.
23.3	отп. к ПС Лев Толстой		1964	2,15	2,15	АС-120/19	1	У110-1	10	УБ110-1-1; ПБ110-5;	11	2	ПС-70 Д	304	2,15	ТК-50	Удовл.
24	ВЛ 110 кВ Чапыгин	ВЛ 110 кВ Астапово – Чапыгин Новая		34,944	44,460												
24.1	участок от ПС Астапово до № 151 (опора № 1 совместный подвес с ВЛ - 110 кВ Лев-Толстой)		1994	26,7	26,7	АС-120/19	19	У110-2+5; У110-1+5; У110-1+9; У110-1.	132	ПБ110-5	151	19	ПС-70 Д	4680	26,7	ТК-50	Хор.
24.2	участок от № 151 до № 191 по опорам ВЛ-110 кВ "Компрессорная Правая")		1981	0,3	8	АС-120/19								1272	0,3	ТК-50	Хор.
24.3	уч-к от № 190 до ПС Чапыгин Новая (опоры №194 до ПС Чапыгин Новая внесены в ВЛ 110 кВ Чапыгин-1)		1994	0,644	2,460	АС-120/19	1	У110-1	2	ПБ110-5	3	1	ПС-70 Д	168	0,64	ТК-50	Хор.
24.4	отп. к ПС Чапыгин Старая		1964	7,30	7,30		3		28		31				7,30	ТК-50	
25	ВЛ 110 кВ Заря Левая, ВЛ 110 кВ Заря Правая	ВЛ 110 кВ Компрессорная – ОЭЗ Чапыгинская Левая, ВЛ 110 кВ Компрессорная – ОЭЗ Чапыгин Правая		15,381	27,181		18		67		85	18		2630	11,80		Хор.
25.1	уч-к от ПС Компрессорная до ОЭЗ Чапыгинская (ВЛ 110 кВ Заря Левая)		2011	11,80	11,80	АС 185/29	18	У110-2; У110-2+5; У110-2+9; У110-2+14	67	ПБ110-8; ПБ110-6В	85	18	ПС-120Б (натяжны е); ЛК 70/110-В4 (подвесны е)	1315	11,80	ОКГТ-ц-1-6(G.652)-11.1/68	Хор.
25.2	уч-к от ПС Компрессорная до ОЭЗ Чапыгинская (ВЛ 110 кВ Заря Правая)		2011	0,00	11,80	АС 185/29							ПС-120Б (натяжны е)	1315			Хор.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические к-во	Ж/бетонные к-во	Ж/бетонные тип	Всего, шт	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км		Марка	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
		опоры относятся к ВЛ 110 кВ Заря Левая											е); ЛК 70/110-В4 (подвесные)				
		<b>ИТОГО по ВЛ 110кВ</b>		542,57	741,38		317	2785	3102	392	114 853				566,62		
<b>ВЛ 110 кВ Елецкого участка</b>																	
1	ВЛ 110 кВ Волово	ВЛ 110 кВ Тербуны 220 - Волово с отпайкой на ПС Тербунский Гончар	1992	41	41,02		22		213		235	30		6594	41		удовл.
1.1	уч-к по оп. ВЛ 110 кВ Набережная (ПС Тербуны 220 - оп.1, двухцепной уч-к)		1992		0,02	АС-150					0		ПС70-Д	54			
1.2	оп.1 - 234 ПС Волово добавлены 2 мет. оп. перест. для ПС Гончар		1992	41,00	41,00	АС-120	22	У110-1, У110-1+9, У110-2+5	213	ПБ110-5, УБ110-13, УСБ110-5, УБ110-1-1	235	30	ПС70-Д	6540	41	С-50	
2	ВЛ 110 кВ Гороховская Левая, ВЛ 110 кВ Гороховская Правая	ВЛ 110 кВ Донская - Гороховская с отгв. на ПС Капнары Левая, ВЛ 110 кВ Донская - Гороховская с отгв. на ПС Капнары Правая		26,10	52,20		20		110		130	20		7440	26,10		удовл.
2.1	ВЛ 110 кВ Гороховская-левая по опорам Гороховская-правая (оп. № 1-130 Донская - Гороховская, двухцепной уч-к)		1978		26,10	АС-95	0				0		ПС6-Б ПС 70-Д	3720			
2.2	ВЛ 110 кВ Гороховская-правая совместный подвес с ВЛ 110 кВ Гороховская-левая; (оп. № 1-130 Донская - Гороховская, двухцепной уч-к)		1970	26,10	26,10	АС-120	20	ЦУ-2, У-2 М	110	ПБ110-2, ПБ-26, ФД1	130	20	ПС6-Б ПС 70-Д	3720	26,1	ТК-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
3	ВЛ 110 кВ Тербуны Новая, ВЛ 110 кВ Долгоруково	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Тербуны с ответвлением на Долгоруково. ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Хитрово		56,46	112,37		40		280		320	40		17610	56,06		удовл.
3.1	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая - (ПС Елецкая 220 оп. № 1-2, двухцепной уч-к)		1988	0,20	0,20	АС-150	2	У110-2		-	2	2	ПС70-Д	108	0,195	ТК-50	
3.2	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам ВЛ Долгоруково (ПС Елецкая 220 оп. № 1-2, двухцепной уч-к)		1988		0,20	АС-150							ПС70-Д	108			
3.3	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая (оп. № 2-76, двухцепной уч-к)		1983	13,34	13,34	АС-150	16	У110-2, П110-6, У110-2+9, У110-2+5	58	ПБ110-8, УП110-АБ	74	16	ПС70-Д	2256	13,34	С-50	
3.4	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам Долгоруково (оп.2- оп.76, двухцепной уч-к)		1988		13,34	АС-150					0		ПС70-Д	2256			
3.5	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая (оп. № 76-195, двухцепной уч-к)		1983	21,12	21,12	АС-150	10	У110-2, У110-2+14, УС110-8	109	ПБ110-8	119	10	ПС70-Д	3156	21,12	С-50	
3.6	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам Долгоруково (оп. № 76-195, двухцепной уч-к)		1988		21,12	АС-150					0		ПС70-Д	3156			
3.7	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая (оп. № 195-208, двухцепной уч-к)		1983	2,30	2,30	АС-150	1	УС 110-8	12	ПБ110-2	13	1	ПС70-Д	342	2,3	С-50	
3.8	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам Долгоруково (оп. № 195-208, двухцепной уч-к)		1988		2,30	АС-150					0		ПС70-Д	342			



№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические к-во	Ж/бетонные к-во	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
3.9	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам с ВЛ 110 кВ Тербуны - (оп. № 209-314-двухцепной уч-к)		1988	18,90	18,90	АС-150					0		ПС70-Д	2760			
3.10	ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Тербуны совместный подвес с Тербуны-новая (оп. № 1-107-двухцепной уч-к)		1983	18,90	18,90	АС-150	10	У110-2	97	ПБ110-8	107	10	ПС70-Д	2868	18,5	С-50	
3.11	ВЛ 110 кВ Тербуны (оп. № 106-111)		1992	0,60	0,60	АС-150	1	УС110-8, УС110-1	4	ПБ110-5, ПБ110-2	5	1	ПС70-Д	150	0,602	С-50	
3.12	ВЛ 110 кВ Тербуны по опорам Тербуны-II - (оп. № 111-113 ПС Тербуны 220, двухцепной уч-к)		1992	0,06	0,06	АС-150					0		ПС70-Д	108			
4	ВЛ 110 кВ Донская Левая, ВЛ 110 кВ Донская Правая	ВЛ 110 кВ Еленкая-220 – Правобережная с отпайками Левая, ВЛ 110 кВ Еленкая-Донская Правая 220 – Правобережная с отпайками Правая		73,26	146,52		54		358		412	53		19699	73,26		неуд.
4.1	ВЛ 110 кВ Донская»-левая (ВО), правая; (оп.№1-20)		1993	2,85	5,70	АС-185	10	У110-2 У-2	10	ПБ110-8	20	10	ПС-120	1470	2,85	С-50	
4.2	ВЛ 110 кВ Донская»- левая (ВО), правая; (оп.№20-47)		1982	6,20	12,40	АС-185	1	У-110-2	26	ПБ110-8	27	1	ПС-120Д	1292	6,2	С-50	
4.3	ВЛ 110 кВ Донская»- левая (ВО), правая; (оп.№47-227)		1984	33,15	66,30	АС-185	17	П-110-6 У110-2	163	ПБ-110-8	180	19	ПС-70	8594	33,15	С-50	
4.4	ВЛ 110 кВ Донская»-левая (ВО), правая; (оп.№227-347)		1986	23,00	46,00	АС-185	14	УС-8 У110-2	116	ПБ-110-8	130	14	ПСГ-70	5975	23,5	С-50	
4.5	ВЛ 110 кВ Донская»- левая (ВО), правая; (оп. №347-364)		1969	3,00	6,00	АС-185	6	У110-2	12	ПБ-30	18	2	П-4,5	654	2,5	С-50	
4.6	ВЛ 110 кВ Донская»- левая (ВО), правая; (оп.№206-11 - отпайка к ПС Донская)		1967	2,00	4,00	АС-95	2	У110-2	9	ПБ-30	11	2	П-4,5	574	2	С-50	
4.7	ВЛ 110 кВ Лукошкино левая (ВО),		1988	3,06	6,12	АС-70	4	УС110-8,	22	ПБ110-2,	26	5	ПС6-Б	1140	3,06	ТК-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
		правая; (оп.273-26 ПС Лукошкино, двухцепной уч-к)						У110-2		УБ110-2							
5	ВЛ 110 кВ Заречная Левая, ВЛ 110 кВ Заречная Правая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Елецкая ТЭЦ Левая, ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Елецкая ТЭЦ Правая		3,50	7,00		12		7		19	8		1630	3,50		удовл.
5.1	ВЛ 110 кВ Заречная»левая (ВО), правая; (ПС Елецкая - оп.-1-12, двухцепной уч-к)		1970	1,40	2,80	АС-185	4	ЦУ-2, ЦУ-4	7	ПБ30-2	11	4	ПМ-4,5, ЛС-11	895	1,4	ТК-50	
5.2	ВЛ 110 кВ Заречная»левая (ВО), правая; (оп.12-19 ТЭЦ, двухцепной уч-к)		1961	2,10	4,20	АС-185	8	КТЛБ8-1, АЛБ8-1, АБКБ-2, УШББ-10		-	8	4	ПМ-4,5, ЛС-11	735	2,1	ТК-50	
6	ВЛ 110 кВ Тяговая Левая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Елецкая Тяговая Левая		8,14	8,14		8		35		43	19		1602	7,60		удовл.
6.1	ВЛ 110 кВ Елец тяга-левая (ПС Елецкая 220 оп.1-43 ПС Елец-тяговая)		1990	8,14	8,14	АС-150/24	8	У110-1, У110-1+14, УС110-3, У110-2+14, УС110-8	35	ПБ110-5, УСБ110-25, ПСБ110-1, УБ220-9-1, УБ220-7-1	43	19	ПС70-Д	1602	7,6	ПС-50	
7	ВЛ 110 кВ Тяговая Правая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Елецкая Тяговая Правая		8,36	8,36		9		36		45	20		1680	7,60		удовл.
7.1	ВЛ 110 кВ Елец тяга-правая (оп.45-1 ПС Елец-тяговая)		1990	8,36	8,36	АС-150/24	9	У110-1, У110-1+14, УС110-3+9, У110-2+14,	36	ПБ110-5, УСБ110-25, ПСБ110-1, УСБ110-23	45	20	ПС70-Д	1680	7,6	ПС-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
8	ВЛ 110 кВ Измалково, ВЛ 110 кВ Компрессорная Левая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – Измалково		51,50	103,00		31		211		242	37		13836	51,50		удовл.
8.1	ВЛ 110 кВ Измалково- правая по опорам ВЛ Измалково-левая»; (оп.1-242 ПС Елецкая 220 - ПС Измалково, двухцепной уч-к)		1985		51,50	АС-120					0		ПФ6-Е, ПС70-Д	6918			
8.2	ВЛ 110 кВ Измалково- левая совместный подвес с ВЛ Измалково- правая»; (оп.1-242 ПС Елецкая 220 - ПС Измалково, двухцепной уч-к)		1979	51,50	51,50	АС-120	31	У110-2, У110-4, У110-4+9, У110-2+14, П110-4, ПС220-2У110	211	ПБ110-8	242	37	ПФ6-Е, ПС70-Д	6918	51,5	ТК-50-40,45км АС-120-11,05км	
9	ВЛ 110 кВ Касторное	ВЛ 110 кВ Набережное – Касторное (Курск эн.сист)		25,62	26,90		16		91		107	16		3276	28,80		Неуд.
9.1	ВЛ 110 кВ Касторная по опорам ВЛ 110 кВ Набережная (ПС Набережная оп.1-7, двухцепной уч-к)		1971		1,28	АС-95					0		ПФЕ6-Б, ПМ-4,5	228			
9.2	ВЛ 110 кВ Касторная (оп.7 - 114 ПС Касторная)		1971	25,62	25,62	АС-95	16	У1МН, У5МН, У5МН-2	91	ПБ25-1	107	16	ПФЕ6-Б, ПМ-4,5	3048	28,8	С-50	
10	ВЛ 110 кВ Компрессорная Правая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 – КС-7А		12,00	24,00		29		24		53	18		2872	12,00		удовл.
10.1	ВЛ 110 кВ Компрессорная»- левая (ВО), правая; (ПС Елецкая - оп. 1-40,		1976	8,90	17,80	АС-185	16	У110-2, П110-4,	24	ПБ28	40	14	ПС6-А, ПС12-А	2218	8,9	ТК-50	

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
		двухцепной уч-к)					У110-2+9										
10.2		ВЛ 110 кВ Компрессорная»- левая (ВО), правая (оп. 40 - 53 ПС КС-7А, двухцепной уч-к)	1961	3,10	6,20	АС-185	13	ПЛБ7-1, АЛБ8-1, УТБ8-1, УШЛБ8-1, КТЛБ8-1			13	4	ПМ-4,5, ПС70-Д	654	3,1	ТК-50	
11		ВЛ 110 кВ Тербуны 220 – Набережное с отпайкой на ПС 110 кВ Тербунский Гончар		30,05	35,89		26		118		144	25		4580	31,15		удовл.
11.1		ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Набережная совместный подвес с ВЛ 110 кВ Волово (ПС Тербуны 220 - оп.1, двухцепной уч-к)	1992	0,02	0,02	АС-150	1	У110-2		-	1	1	ПС70-Д	54			
11.2		ВЛ 110 Набережная (оп.2 - оп.44)	1992	6,84	6,84	АС-120	7	У110-1, У110-2, У110-1+9	36	ПБ110-5, УБ110-13	43	6	ПС70-Д	1214	6,84	С-50	
11.3		ВЛ 110 Набережная (оп.45 - оп.117)	1971	18,27	18,27	АС-95	6	У1МН	66	ПБ25-1	72	6	ПФЕ6-Б, ПМ-4,5	1908	18,27	С-50	
11.4		ВЛ 110 кВ Набережная совместный подвес с ВЛ 110 кВ Касторная (оп.117-123 ПС Набережная, двухцепной уч-к)	1971	1,28	1,28	АС-95	2	У2МН	5	ПБ30-1	7	2	ПФЕ6-Б, ПМ-4,5	228	1,3	С-50	
11.5		отпайка на ПС Тербунский Гончар	2007	3,64	9,48	АС-150	10	У110-2, У110-2+5, УС110-8, У110-2С+9	11	ПБ110-2	21	10	ПС-120, ЛК110/40-66шт.	1176	4,74	ТК-50	
12		ВЛ 110 кВ Становая Левая, ВЛ 110 кВ Становая ВЛ 110 кВ Становая		29,00	58,00		99		22		121	35		7500	29,00		неуд.



№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Правая	- Становая Правая															
12.1	ВЛ 110 кВ Становая левая (ВО), правая; (ПС Елецкая - оп.1-16, двухцепной уч-к)		1969	3,40	6,80	АС-185	9	У6М, У4М, У4М+10, П27М+3,8, У6М-3, У6М-1	7	ПБ30-2	16	7	ЛС-11, ПС-120, ПС-4,5, ПС-70Д	1104	3,4	ТК-50	неуд.
12.2	ВЛ 110 кВ Становая левая (ВО), правая; (оп.16 - оп.36, двухцепной уч-к)		1961	4,00	8,00	АС-185	17	УШ6ПБ8-1, ПЛБ7-1, УТЛБ8-1	3	ПБ110-8	20	8	ПС-120, ПМ-4,5, ПФЕ-4,5, ПС70-Д, ЛС-11	1344	4	ТК-50	неуд.
12.3	ВЛ 110 кВ Становая левая (ВО), правая; (оп.36 - оп.65, двухцепной уч-к)		1976	5,60	11,20	АС-150	17	У110-2+9, У110-2, П110-2	12	ПБ-28	29	10	ПФ6-В, ПС6-Б, ПС12-А	1824	5,6	ТК-50	неуд.
12.4	ВЛ 110 кВ Становая левая (ВО), правая; (оп.65 - 121 ПС Становая, двухцепной уч-к)		1963	16,00	32,00	АС-150	56	П-2, У110-2+9, У-2, У-6, У110-2П		-	56	10	ПФЕ-4,5, ПС-120, ПС70-Д	3228	16	ТК-50	неуд.
13	ВЛ 110 кВ Табак Левая, ВЛ 110 кВ Табак Правая	ВЛ 110 кВ Елецкая-220 - Табак Левая, ВЛ 110 кВ Елецкая-220 - Табак Правая		6,50	13,00		20		19		39	18		3000	6,50		удовл.
13.1	ВЛ 110 кВ Табак- левая по опорам Табак- правая (ПС Елецкая220 оп.1-39 ПС Табак, двухцепной уч-к)		1981		6,50	АС-120					0		ПС6-А	1500			
13.2	ВЛ 110 кВ Табак- правая совместный подвес с ВЛ 110 кВ Табак-левая (ПС Елецкая220 оп.1-39 ПС Табак, двухцепной уч-к)		1981	6,50	6,50	АС-120	20	У110-2, У110-4, П110-4	19	ПБ110-2, ПБ110-8	39	18	ПС6-А	1500	6,5	ТК-50	
14	ВЛ 110 кВ Тербуны - 2	ВЛ 110 кВ Тербуны 220 - Тербуны 110		0,67	0,67		5		2		7	3		258	0,69		удовл.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по ценам		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
		№2															
14.1	ВЛ 110 кВ Тербуны-II (ПС Тербуны 110 оп.1 - 3)		1991	0,37	0,37	АС-95	3	П1МН, У1МН			3	1	ПФЕ6-Б, ПС-70 Д	102	0,252	С-50	
14.2	ВЛ 110 кВ Тербуны-II (ПС Тербуны 110 оп. 3-5)		1992	0,24	0,24	АС-95	2	У110-1	2	ПБ25-1	2	2	ПФЕ6-Б, ПС-70 Д	48	0,378	С-50	
14.3	ВЛ 110 кВ Тербуны-II - Тербуны (оп. 5-7 ПС Тербуны 220- совмест. подвес с ВЛ Тербуны; двухцепной уч-к)		1992	0,06	0,06	АС-150	2	У110-2		-	2	2	ПС70-Д	108	0,057	С-50	
15	ВЛ 110 кВ Тербуны-тяги ВЛ 110 кВ Тербуны-тяги 220 - Тербуны-тяги			3,10	3,10		9		11		20	7		690	3,10		удовл.
15.1	ВЛ 110 кВ Тербуны-тяги совместный подвес с Касторная-тяги-баланс жд (ПС Тербуны 220 оп.1- 20 ПС Тербуны-тяги.)		1993	3,10	3,10	АС-150/24	9	У110-2, У110-4, У110-2+9, У110-2+5, П100-6В	11	ПБ110, ПБ110+8	20	7	ПС70-Д	690	3,1	ТК-50	
16	ВЛ 110 кВ Хитрово - тяга-левая ВЛ 110 кВ Хитрово-тягиовая			8,80	8,80		5		46		51	7		1434	8,80		удовл.
16.1	ВЛ 110 кВ Хитрово тяга-левая (оп.75 - 126 ПС Хитрово - тяг.)		1988	8,80	8,80	АС-150	5	У110-1, У110-1+5	46	УБ110-1-10, ПБ110-5	51	7	ПС70-Д	1434	8,8	С-50	
17	ВЛ 110 кВ Хитрово-тяги-правая ВЛ 110 кВ Хитрово-тягиовая			8,80	8,80		4		46		50	6		1380	8,80		удовл.
17.1	ВЛ 110 кВ Хитрово тяга-правая (оп.279 - 329 ПС Хитрово - тяг.)		1988	8,80	8,80	АС-150	4	У110-1, У110-1+5	46	УБ110-1-10, ПБ110-5	50	6	ПС70-Д	1380	8,8	С-50	
18	ВЛ 110 кВ Центральная Левая, ВЛ 110 кВ Центральная Правая	ВЛ 110 кВ ЕлецкаяТЭЦ - Западная с отпайкой на Агрегатную Левая, ВЛ 110 кВ ЕлецкаяТЭЦ -		9,80	19,60		42		4		46	23		2402	9,74		удовл.

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)		
				по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
		Занятая с огтайкой на Агрегатную Правая															
18.1		ВЛ 110 кВ Центральная»- левая (ВО), правая; (ТЭЦ - ПС Западная оп.1-20, двухцепной уч-к)	1963	4,10	8,20	АС-185	20	У110-2, У2, П2, КТЛБ8-1, У6, УС110-8		ПБ110-1	20	13	ПС70-Д, П-4,5, ПС-4,5	1111	4,1	ТК-50	
18.2		ВЛ 110 кВ Центральная - левая (ВО), правая; (оп.20-27, двухцепной уч-к)	1963 1996	1,10	2,20	АС-150	6	У2, П2, УС110-8, У110-2		—	6	3	ПС-120, П-4,5, ПС-4,5, ПС-70 Д	204	1,1	ТК-50	
18.3		ВЛ 110 кВ Центральная»- левая (ВО), правая; (оп.27 -32 ПС Агрегатная, двухцепной уч-к)	1976	0,85	1,70	АС-95	2	У110-2, У110-8	4	ПБ110-2	6	2	ПС6-Б	279	0,788	ПС-50	
18.4		ВЛ 110 кВ Центральная - левая (ВО), правая; (оп.27- оп.41-не действ, двухцепной уч-к)	1963	3,75	7,50	АС-150	14	П2, У6, У110-2		—	14	5	ПФЕ-4,5, П-4,5, ПС-4,5, ПС-120	808	3,75	ТК-50	
19		ВЛ 110 кВ Елец- ВЛ 110 кВ Тербуны- тяга 220 -		24,90	49,80		18		143		161	20		8928	24,90		удовл.
19.1		ВЛ 110 кВ Хитрово тяга-правая с совместным подвесом Елец тяга-правая (ПС Тербуны 220 оп.1-161, двухцепной уч-к)	1993	24,90	24,90	АС-150	18	У110-2, У110-4+5, У110-4, П110-6В, У110-2+9, УС110-8, У110-2-5	143	ПБ110-8, УБ10-2	161	20	ПС70-Д	4464	24,9	ТК-50	
19.2		ВЛ 110 кВ Елец тяга-правая по опорам Хитрово тяга-правая - (оп.161-1 ПС Тербуны 220 , двухцепной уч-к)	1993		24,90	АС-150					0		ПС70-Д	4464			

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Прим. (сост. ВЛ)
				по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные	Всего, шт	В т.ч. анкеры	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина, км	Марка			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
20		Ответвление на Е.центр	2017	0,701	0,701	АС-120											
		ИТОГО по ВЛ 110 кВ:		428,3	727,9		469		1776		2245	405	106411		430,1		
		Всего		1497,5	2352,44		1461		6640		8083	1397	353122		1506,7		

\*.- красным цветом выделены участки ВЛ, находящиеся в эксплуатации больше нормативного срока.

\*.- по ВЛ 110 кВ, находящимся в эксплуатации больше нормативного срока, для оценки технического состояния требуется проведение дополнительного обследования.



**Приложение 5**  
**к Схеме и программе**  
**развития электроэнергетики**  
**Липецкой области на 2019-2023 годы**

**Таблица 1**

**ПС 110 кВ, находящиеся на балансе сторонних организаций**

Собственник	ПС 110 кВ	Мощность трансформаторов, кВА
ООО «Лонгричбизнес»	110/35/10кВ Центролит	Т1 / 20 000
		Т2 / 20 000
ООО «Техноинжиниринг»	110/6 кВ Трубная-1	Т1 / 16 000
		Т2 / 16 000
ООО «Солнечная энергетика»	110/6 кВ Заводская	Т1 / 25 000
		Т2 / 25 000
ОАО «Доломит»	110/6 кВ Доломитная	Т1 / 10 000
		Т2 / 10 000
ООО «Лемаз»	110/10 кВ Машзавод	Т1 / 10 000
		Т2 / 16 000
филиал ОАО «РЖД» Ю.В.Ж.Д.	110/35/27,5 кВ Хитрово-тяговая	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
филиал ОАО «РЖД» Ю.В.Ж.Д.	110/35/27,5 кВ Елец-тяговая	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
филиал ОАО «РЖД» Ю.В.Ж.Д.	110/35/27,5 кВ Тербуны-тяга	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис»	110/35/6 кВ Становая. ОРУ 35 кВ принадлежит РСК	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис»	110/6 кВ Сухая Лубна	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
ПАО «ФСК-ЕЭС»	110/10 кВ Тростное*	Т / 6 300
ООО «Мострансгаз» (Донское УМГ)	110/6 КС-7А	Т1 / 40 000
		Т2 / 40 000
АО «Энергия»	110/6 Крона	Т1 / 25 000
		Т2 / 25 000
филиал ОАО «РЖД» Ю.В.Ж.Д.	110/27,5/10 Урусово**	Т1 / 20 000
		Т2 / 20 000
ООО «Завод Железобетон»	110/10 кВ ГПП-11	Т1/ 16 000
		Т2/ 16 000
ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	110 кВ ГПП-1	Т1/ 63 000
		Т2/ 63 000
АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»	110/10 кВ ОЭЗ	Т1/ 40 000
		Т2/ 40 000
ОАО «Липецкая кондитерская фабрика «Рошен»	110/10 кВ Рошен***	Т1/ 25 000
		Т2/ 25 000
ООО «Йокохама Р.П.З.»	110/10 кВ Йокохама	Т/10 000
ООО «Тепличный комбинат Елецкие овощи»	110/10 кВ Аграрная	Т/63 000

\*) ПС 110/10 кВ Тростное является подстанцией собственных нужд для ПС 500 кВ Елецкая

\*\*\*) ПС 110 кВ Урусово территориально расположена в Липецкой области, но ее электроснабжение осуществляется от Рязанской энергосистемы.

\*\*\*\*) ПС 110 кВ Рошен в настоящее время присоединена по временной схеме к шинам 10 кВ ПС 220 кВ Правобережная до переизводства ВЛ 110 кВ на 1 и 2 секции 110 кВ нового ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Правобережная.

**Продолжение таблицы 1**

**ГПП, РП ПАО «Новолипецкого металлургического комбината»**

№ ГПП, РП	№ тр-ра	Тип тр-ра	S н. тр-ра, МВА	U н.тр-ра, кВ
ГПП-1	1Т	ТДТН	63	115/38,5/11
	2Т	ТДТН	63	115/38,5/11
	3Т	ТДТН	80	115/38,5/11
ГПП-2	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	3Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
ГПП-3	1Т	ТДТН	63	115/38,5/11
	2Т	ТДТН	63	115/38,5/11
	3Т	ТДТГ	60	115/38,5/11
ГПП-4	1Т	ТРДН	63	115/11/6,6
	2Т	ТРДН	63	115/11/6,6
ГПП-5	1Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
ГПП-6	1Т	ТРДН	40	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДН	40	115/10,5/10,5
ГПП-7	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
	3Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
ГПП-8	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНКМ	63/100	115/10,5/10,5
	3Т	ТРДЦНКМ	63/100	115/10,5/10,5
	4Т	ТРДЦНКМ	63/100	115/10,5/10,5
ГПП-9	1Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
	3Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
ГПП-10	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	3Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	4Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
ГПП-12	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
ГПП-15-1	1Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦН	63	115/10,5/10,5
ГПП-16	1Т	ТДЦТНК	63	115/11/6,6
	2Т	ТДЦТНК	63	115/11/6,6
ГПП-17	1Т	ТДЦТНК	63	115/11/6,6
	2Т	ТДЦТНК	63	115/11/6,6
	3Т	ТДЦТНК	63	115/11/6,6
ГПП-18	1Т	ТРДН	40	115/6,3/6,3
	2Т	ТРДН	40	115/6,3/6,3
	3Т	ТРДН	80	115/10,5/10,5
ГПП-19	1Т	ТДЦНМ	160/250	110/35
	2Т	ТДЦНМ	160/250	110/35

№ ГПП, РП	№ тр-ра	Тип тр-ра	S н. тр-ра, МВА	U н.тр-ра, кВ
ГПП-20	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
ГПП-21	1Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
	2Т	ТРДЦНК	63	115/10,5/10,5
РП-1	-	-	-	-
РП-2	-	-	-	-

Таблица 2

ЛЭП 110 кВ, находящиеся на балансе сторонних организаций

№	ЛЭП	Марка провода/кабеля	Протяженность, км
ПАО «ФСК-ЕЭС»			
1	Ответвление на ПС Тростное от Становая-левая	АС-120	1,5
ООО «Железобетон»			
2	Ответвление на ГПП-11	2АС-185	0,5
Линии 110 кВ ПАО «НЛМК»			
3	КВЛ 110 кВ Новая-ТЭЦ НЛМК Левая (КВЛ 110 кВ ТЭЦ Левая)	АСКС-500	6,4
4	КВЛ 110 кВ Новая-ТЭЦ НЛМК Правая (КВЛ 110 кВ ТЭЦ Правая)	АСКС-500	6,4
5	ВЛ 110 кВ Новая-РП-1 №11 (ВЛ 110 кВ РП-11)	АСКС-500	6,7
6	ВЛ 110 кВ Новая-РП-1 №13 (ВЛ 110 кВ РП-13)	АСКС-500	6,7
7	КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 1 цепь	АСО-500	1,486
8	КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 2 цепь	АСО-500	1,486
9	КВЛ 110 кВ Северная – ГПП-18 1 цепь	АСО-500/АПВВнг-3(1x800)	1,58/0,66
10	КВЛ 110 кВ Северная – ГПП-18 2 цепь	АСО-500/АПВВнг-3(1x800)	1,58/0,57
11	КВЛ 110 кВ ГПП-18 – РП-1 1 цепь	АСО-500/АПВВнг-3(1x800)	5,193/0,51
12	КВЛ 110 кВ ГПП-18 – РП-1 2 цепь	АСО-500/АПВВнг-3(1x800)	5,193/0,51
13	КВЛ 110 кВ ТЭЦ НЛМК- ГПП-1	АСО-500	2,4
14	ВЛ 110 кВ Северная - ГПП-1	АСКС-500	7,6
15	ВЛ 110 кВ Северная – ГПП-17 (ВЛ 110 кВ ГПП-17)	АС-185	1,2
		МСАШВ-3(1x150)	0,43
16	ВЛ 110 кВ Новая - ГПП-17	АС-185	3,8
		МСАШВ-3(1x150)	0,36
17	КВЛ 110 кВ ТЭЦ НЛМК – ГПП-17	АС-185	3,33
		МСАШВ-3(1x150)	0,465
18	ВЛ 110 кВ РП-2 – Metallургическая Левая (ВЛ 110 кВ Прокат Левая)	АС-500	3,7
19	ВЛ 110 кВ РП-2 – Metallургическая Правая (ВЛ 110 кВ Прокат Правая)	АС-500	3,7
20	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Левая (ВЛ 110 кВ РП-2 Левая)	АС-500	6
21	ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Правая (ВЛ 110 кВ РП-2 Правая)	АС-500	6
22	ВЛ 110 кВ Metallургическая – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 Левая (ВЛ 110 кВ ГПП-3 Левая)	АСО-400	4,6
23	ВЛ 110 кВ Metallургическая – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 Правая (ВЛ 110 кВ ГПП-3 Правая)	АСО-400	4,6
24	ВЛ 10 кВ Metallургическая – ГПП-5 Правая	АС-185	2,61

№	ЛЭП	Марка провода/кабеля	Протяженность, км
	(ВЛ 110 кВ ГПП-5 Правая)		
25	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – ГПП-5 Левая (ВЛ 110 кВ ГПП-5 Левая)	АС-185	1,53
26	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – ГПП-6 Правая (ВЛ 110 кВ ГПП-6 Правая)	АСКС-185	2,6
27	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – ГПП-6 Левая (ВЛ 110 кВ ГПП-6 Левая)	АСКС-185	2,6
28	Ответвление на ГПП-4	2АС-185	2,5
<b>ООО «ЛТК «Свободный Сокол»</b>			
29	ВЛ 110 кВ Сокол – ГПП-1 Правая (ВЛ 110 кВ ГПП-1 Правая)		
30	ВЛ 110 кВ Сокол – ГПП-1 Левая (ВЛ 110 кВ ГПП-1 Левая)		
<b>АО «ОЭЗ ПИТ «Липецк»</b>			
31	Отпайка от ВЛ 110 кВ Двуречки Левая к ПС 110 кВ ОЭЗ Липецк (отп. к ПС ОЭЗ Липецк)	АС-150	0,09
32	Отпайка от ВЛ 110 кВ Двуречки Правая к ПС 110 кВ ОЭЗ Липецк (отп. к ПС ОЭЗ Липецк)	АС-150	0,09
33	КЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Йокохама	АПВнг 1*185/95-64/110	3,57
<b>ОАО "Липецкая кондитерская фабрика "Рошен"</b>			
34	ВЛ 110 кВ Правобережная – Рошен I цепь	АС-120	10
35	ВЛ 110 кВ Правобережная – Рошен II цепь	АС-120	10
<b>ООО «Тепличный комбинат Елецкие овощи»</b>			
36	КВЛ 110 кВ Елецкая – Аграрная	АПВПг-3(1х350), АС-185	3,66
<b>Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению</b>			
37	ВЛ 110 кВ Тербуны 220 – Касторная Тяговая		



**Приложение 6**  
**к Схеме и программе**  
**развития электроэнергетики**  
**Липецкой области на 2019-2023 годы**

**ПС 35 кВ, находящиеся на балансе ПАО «МРСК Центра» Липецкэнерго**

№	Наименование	Год ввода	Напряжение	Трансформаторы				Схема	Техническое состояние
				Т-1		Т-2			
				Тип	МВА	Тип	МВА		
<b>ПС 35 кВ Липецкого участка</b>									
1	ПС 35 кВ №1	1985	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5Н	удовл.
2	ПС 35 кВ №2	1954	35/6	ТМ	1	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
3	ПС 35 кВ №3	1933	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
4	ПС 35 кВ №4	1953	35/6	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
5	ПС 35 кВ Березняговка	1969	35/10	ТМ	1,6	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
6	ПС 35 кВ Борино	1959	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	Нетип	удовл.
7	ПС 35 кВ Борисовка	1979	35/10	ТМ	4	ТМН	4	35-9	удовл.
8	ПС 35 кВ Бочиновка	1993	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5АН	удовл.
9	ПС 35 кВ Бутырки	1968	35/10	ТМН	5,6	ТМН	6,3	35-4Н	удовл.
10	ПС 35 кВ Введенка	1971	35/10	ТМН	4	ТМ	4	Нетип	удовл.
11	ПС 35 кВ Вешаловка	1978	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
12	ПС 35 кВ Волозабор	1991	35/6	ТДНС	10	ТДНС	10	35-9	удовл.
13	ПС 35 кВ Вперед	1973	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
14	ПС 35 кВ Грязи-город	1966	35/6	ТМ	6,3	ТМ	5,6	Нетип	удовл.
15	ПС 35 кВ Грязное	1976	35/10	ТМ	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
16	ПС 35 кВ Демшинка	1991	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
17	ПС 35 кВ Дмитриевка	1980	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
18	ПС 35 кВ Дмитришевка	1977	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
19	ПС 35 кВ Дружба	1977	35/6	ТМ	5,6			35-3	удовл.
20	ПС 35 кВ Ивановка	1978	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
21	ПС 35 кВ Каликино	1971	35/10	ТМР	3,2	ТМР	3,2	Нетип	удовл.
22	ПС 35 кВ Карамышево	1999	35/10	ТДНС	10	ТДНС	10	35-9	удовл.
23	ПС 35 кВ Карьер	2009	35/6	ТМН	4			35-3Н	хор.
24	ПС 35 кВ Княжья Байгора	1975	35/10	ТМ	1,6	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
25	ПС 35 кВ Конь-Колодезь	1981	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
26	ПС 35 кВ Красная Дубрава	1983	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
27	ПС 35 кВ Куликово	1995	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
28	ПС 35 кВ Курино	1959	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
29	ПС 35 кВ Лебедянка	1960	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
30	ПС 35 кВ Малей	1960	35/10	ТМН	4	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
31	ПС 35 кВ Матыра	1973	35/10	ТМН	4	ТМР	3,2	35-4Н	удовл.
32	ПС 35 кВ Московка	1988	35/10	ТМН	1,6	ТМН	1,6	35-9	удовл.
33	ПС 35 кВ Мясокомбинат	1975	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	35-4Н	удовл.
34	ПС 35 кВ Негачевка	1973	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	35-9	удовл.
35	ПС 35 кВ Новодубовое	1982	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.

№	Наименование	Год ввода	Напряжение	Трансформаторы				Схема	Техническое состояние
				Т-1		Т-2			
				Тип	МВА	Тип	МВА		
36	ПС 35 кВ Новониколаевка	1974	35/6	ТМ	4			Нетип	удовл.
37	ПС 35 кВ Новочеркутино	1974	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5Н	удовл.
38	ПС 35 кВ Паршиновка	1980	35/10	ТМН	1,6	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
39	ПС 35 кВ Пашково	1977	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
40	ПС 35 кВ Песковатка	1973	35/10	ТМ	1,6			Нетип	удовл.
41	ПС 35 кВ Петровская	1973	35/10	ТМ	2,5	ТМ	4	35-5АН	удовл.
42	ПС 35 кВ Пластица	1978	35/10	ТМ	1,6	ТМ	1,6	35-5АН	удовл.
43	ПС 35 кВ Поддубровка	1980	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
44	ПС 35 кВ Правда	1984	35/10	ТМН	4	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
45	ПС 35 кВ Пружинки	1986	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
46	ПС 35 кВ Птицефабрика	1972	35/6	ТМ	4	ТМ	4	Нетип	удовл.
47	ПС 35 кВ Ратчино	1982	35/10	ТМН	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
48	ПС 35 кВ Речная	1981	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
49	ПС 35 кВ Романово передвижная ПС 35 кВ.	2014	35/10	ТМН	4			35-3Н	хор.
50	ПС 35 кВ Сельхозтехника	1978	35/10	ТМ	2,5	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
51	ПС 35 кВ Сенцово	1985	35/10	ТДНС	10	ТДНС	10	35-5АН	удовл.
52	ПС 35 кВ Синдякино	1982	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
53	ПС 35 кВ Сошки	1988	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5АН	удовл.
54	ПС 35 кВ Сселки	2009	35/10	ТДНС	10	ТДНС	10	35-5АН	хор.
55	ПС 35 кВ Стебаево	1987	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
56	ПС 35 кВ Таволжанка	1995	35/6	ТМН	4	ТМН	4	35-5АН	удовл.
57	ПС 35 кВ Т. Чамлык	1972	35/10	ТМ	3,2	ТМ	4	Нетип	удовл.
58	ПС 35 кВ Троицкая	1974	35/10	ТМ	2,5	ТМ	4	35-4Н	удовл.
59	ПС 35 кВ Трубетчино	1965	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
60	ПС 35 кВ Тюшевка	1982	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5АН	удовл.
61	ПС 35 кВ Федоровка	1979	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
62	ПС 35 кВ Хлебопродукты	1990	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	35-5АН	удовл.
63	ПС 35 кВ Частая Дубрава	1974	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	хор.
64	ПС 35 кВ Ярлуково	1972	35/10	ТМ	3,2	ТМН		35-4Н	удовл.
<b>ПС 35 кВ Елецкого участка</b>									
1	ПС 35 кВ 2-е Тербуны	1982	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
2	ПС 35 кВ №5	1954	35/6	ТМ	3,2	ТМН	6,3	Нетип	удовл.
3	ПС 35 кВ Авангард	1990	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-5АН	удовл.
4	ПС 35 кВ Аврора	1981	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
5	ПС 35 кВ Афанасьев	1978	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
6	ПС 35 кВ Б.Боевка	1983	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
7	ПС 35 кВ Бабарыкино	1982	35/10	ТМН	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
8	ПС 35 кВ Борки	1981	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
9	ПС 35 кВ Васильевка	1981	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
10	ПС 35 кВ Веселое	1984	35/10	ТМ	2,5			35-1	удовл.
11	ПС 35 кВ Воронеж	1982	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.

№	Наименование	Год ввода	Напряжение	Трансформаторы				Схема	Техническое состояние
				Т-1		Т-2			
				Тип	МВА	Тип	МВА		
12	ПС 35 кВ Восточная	1966	35/10	ТМН	10	ТДНС	16	Нетип	удовл.
13	ПС 35 кВ Гатище	1973	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
14	ПС 35 кВ Гнилуша	1973	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	Нетип	удовл.
15	ПС 35 кВ Голиково	1974	35/6	ТАМ	1,8	ТМ	1,6	35-4Н	удовл.
16	ПС 35 кВ Грызлово	1973	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
17	ПС 35 кВ Жерновное	1994	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
18	ПС 35 кВ Задонск-сельская	1968	35/10	ТАМ	3,2	ТМН	4	Нетип	хор.
19	ПС 35 кВ Захаровка	1984	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
20	ПС 35 кВ Казаки	1992	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-9	удовл.
21	ПС 35 кВ Казачье	1990	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
22	ПС 35 кВ Каменка	1968	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
23	ПС 35 кВ Кириллово	1989	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
24	ПС 35 кВ Князево	1979	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
25	ПС 35 кВ Колесово	1999	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	35-9	удовл.
26	ПС 35 кВ Красная пальна	1965	35/10	ТМН	3,2			Нетип	удовл.
27	ПС 35 кВ Красотыновка	1981	35/10	ТМН	2,5			Нетип	удовл.
28	ПС 35 кВ Ксизово	1988	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
29	ПС 35 кВ Ламское	1966	35/10	ТМ	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
30	ПС 35 кВ Лебяжье	1978	35/10	ТМ	2,5	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
31	ПС 35 кВ Ломовец	1979	35/10	ТМ	1,6	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
32	ПС 35 кВ Озерки	1984	35/10	ТМН	2,5			Нетип	удовл.
33	ПС 35 кВ Ольшанец	1979	35/10	ТМ	2,5	ТМН	4	Нетип	удовл.
34	ПС 35 кВ Панкратовка	1973	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
35	ПС 35 кВ Плоское	1973	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
36	ПС 35 кВ Преображение	1982	35/10	ТМ	2,5			35-1	удовл.
37	ПС 35 кВ Солидарность	1978	35/10	ТМ	4	ТМ	4	35-5АН	удовл.
38	ПС 35 кВ Стегаловка	1971	35/10	ТМ	2,5	ТМР	3,2	35-4Н	удовл.
39	ПС 35 кВ Талица	1969	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
40	ПС 35 кВ Тимирязево	1986	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-4Н	удовл.
41	ПС 35 кВ Тихий Дон	1987	35/10	ТМН	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
42	ПС 35 кВ Хитрово	1967	35/10	ТМН	6,3	ТМН	6,3	35-9	удовл.
43	ПС 35 кВ Чернава	1967	35/10	ТМН	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
44	ПС 35 кВ Чернолес	1986	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
45	ПС 35 кВ Яковлево	1970	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.

#### ПС 35 кВ Лебедянского участка

1	ПС 35 кВ Агроном	1968	35/10	ТМН	4	ТМ	6,3	Нетип	удовл.
2	ПС 35 кВ Барятино	1980	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
3	ПС 35 кВ Бигильдино	1983	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
4	ПС 35 кВ Большие Избищи	1980	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
5	ПС 35 кВ Большое Попово	1988	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
6	ПС 35 кВ Большой Верх	1978	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
7	ПС 35 кВ Ведное	1976	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
8	ПС 35 кВ Воскресеновка	1974	35/10	ТМ	1,6	ТМ	1,6	Нетип	удовл.



№	Наименование	Год ввода	Напряжение	Трансформаторы				Схема	Техническое состояние
				Т-1		Т-2			
				Тип	МВА	Тип	МВА		
9	ПС 35 кВ Гагарино	1988	35/10	ТАМ	1,8	ТМ	1,8	Нетип	удовл.
10	ПС 35 кВ Головинщино	1966	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
11	ПС 35 кВ Данков-сельская	1976	35/10	ТМ	6,3	ТМН	6,3	Нетип	удовл.
12	ПС 35 кВ Долгое	1976	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
13	ПС 35 кВ Дрезгалово	1985	35/10	ТМ	1,6	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
14	ПС 35 кВ Знаменка	1980	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
15	ПС 35 кВ Каменная Лубна	1970	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
16	ПС 35 кВ Колыбельская	1968	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
17	ПС 35 кВ Комплекс	2006	35/10	ТМН	4	ТМН	4	35-9	хор.
18	ПС 35 кВ Красное	1975	35/10	ТМ	4	ТМН	4	Нетип	удовл.
19	ПС 35 кВ Культура	1979	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
20	ПС 35 кВ Никольское	1984	35/10	ТМН	4			Нетип	удовл.
21	ПС 35 кВ Новополянье	1977	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
22	ПС 35 кВ Первомайская	1969	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
23	ПС 35 кВ Пиково	1982	35/10	ТМ	2,5			Нетип	удовл.
24	ПС 35 кВ Полибино	1985	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
25	ПС 35 кВ Политово	1991	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
26	ПС 35 кВ Раненбург	1975	35/10	ТМ	1,6	ТМ	1,6	Нетип	удовл.
27	ПС 35 кВ Дубрава	1985	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
28	ПС 35 кВ Сапрыкино	1977	35/10	ТМ	1,6	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
29	ПС 35 кВ Сергиевка	1996	35/10	ТМН	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
30	ПС 35 кВ Теплое	1992	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.
31	ПС 35 кВ Топки	1997	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	35-5АН	удовл.
32	ПС 35 кВ Троекурово-совхозная	1970	35/10	ТМ	2,5	ТМ	2,5	Нетип	удовл.
33	ПС 35 кВ Хрущево	1987	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	Нетип	удовл.
34	ПС 35 кВ Яблоново	1990	35/10	ТМН	2,5	ТМН	2,5	35-5АН	удовл.

\*) Текстом синего цвета выделены трансформаторы подстанций, имеющие устаревшую конструкцию.

\*\*) Цветом выделены подстанции, срок службы которых превышает нормативный.



**Приложение 7**  
**к Схеме и программе**  
**развития электроэнергетики**  
**Липецкой области на 2019-2023 годы**

**ЛЭП 35 кВ, находящиеся на балансе филиала «Липецкэнерго»**

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<b>ВЛ 35 кВ Липецкого участка</b>																
<b>1</b>	<b>ВЛ 35 кВ N2</b>		<b>10,6</b>	<b>10,6</b>		<b>11</b>		<b>71</b>		<b>83</b>	<b>23</b>		<b>1118</b>	<b>3,86</b>		<b>Удовл.</b>
1.1	оп.1-65	1979	8,30	8,30	АС-95	10	У35-1; У110-1	53	УБ35-11; ПБ35-3	65	20	ПС-70Е		2,16	ТК-50	
1.2	оп.65-83	1993	2,30	2,30	АС-95	1	У110-1	18	ПБ35-1В; УБ35-11	18	3	ПФ-70 ПСГ-6А		1,7	ПС-35	
<b>2</b>	<b>ВЛ 35 кВ N3</b>		<b>7,2</b>	<b>7,2</b>		<b>3</b>		<b>47</b>		<b>51</b>	<b>8</b>		<b>622</b>	<b>2,7</b>		<b>Удовл.</b>
2.1	оп.1-16	1974	2,20	2,20	АС-95	2	У35-1	14	ПБ35-1; ПУСБ-1	16	4	ПФ-70		1,2	С-35	
2.2	оп.16-39	1980	3,50	3,50	АС-70	1	У35-2	21	ПБ35-В; ПУСБ	23	2	ПС-70		1,5		
2.3	оп.39-51	1981	1,50	1,50	АС-70		-	12	ПБ35-1В	12	2	ПС-70				
<b>3</b>	<b>ВЛ 35 кВ N4</b>		<b>3,80</b>	<b>4,00</b>		<b>0</b>		<b>27</b>		<b>27</b>	<b>4</b>		<b>402</b>	<b>1,9</b>		<b>Удовл.</b>
3.1	оп.1-3 (по опорам ВЛ 35 кВ Птицефабрика)	1978	0,00	0,20	АС-70	-	-		-			ПС-6В				
3.2	оп.3-8	1994	0,70	0,70	АС-70	-	-	4	ПБ35-3; ПБ35-1В	4		ПС-70		0,7	ТК-35	
3.3	оп.8-14	1993	0,80	0,80	АС-70	-	-	6	ПБ35-3; ПБ35-1В; УБ35-11	6	1	ПС-70			"-"	
3.4	оп.14-22	1993	1,00	1,00	АС-70	-	-	8	ПБ35-	8	1	ПС-70			"-"	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка	
						к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка	
3.5	оп.22-30	1981	1,30	1,30	АС-70	-	-	9	1В; УБ35-11	9	2	ПС-70	1,2	С-50		
<b>4</b>	<b>ВЛ 35 кВ N5</b>		<b>10,91</b>	<b>11,46</b>		<b>5</b>		<b>79</b>		<b>84</b>	<b>10</b>		<b>480</b>	<b>2,95</b>		<b>Удовл.</b>
4.1	оп.1-6 (по опорам ВЛ 35 кВ Сенцово-2)	1992	0,00	0,55	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д		ПС-35		
4.2	оп.6-9	1956	0,55	0,55	АС-70	-	-	3	ПБ35-1В	3	1	"-	0,55	ПС-35		
4.3	оп.9-41	1972	4,16	4,16	АС-70	0	УАП35-3	32	ПБ35-1В; ПБ35-3	32	3	ПС-6Б		"-		
4.4	отпайка на ПС 35 кВ Частая Дубрава оп.1-50	1974	6,20	6,20	АС-70	5	УАП-6; У35-1	44	УП35; ПБ35-1В	49	6	ПФ-6В	610	2,4	С-35	
<b>5</b>	<b>ВЛ 35 кВ N6</b>		<b>4,10</b>	<b>6,50</b>		<b>9</b>		<b>35</b>		<b>44</b>	<b>10</b>		<b>575</b>	<b>4,1</b>		<b>Удовл.</b>
5.1	оп.1-14 (по опорам ВЛ 110 кВ Н.Деревня)	1972	0,00	2,40	АС-95	5	У-2	9	ПБ-110-2	14	5	ПС-70Е ПФ-6В				
5.2	оп.14-24	1966	1,70	1,70	АС-185	2	У5М	8	ПБ110-1	10	2	ПМ-4,5		1,7	С-50	
5.3	оп.24-44	1977	2,40	2,40	АС-70	2	У110-1 У35-2	18	УБ35-1; ПБ35-1; ПБ35-1В	20	3	ПФ-6В; ПС-70Е		2,4	ТК-35	
<b>6</b>	<b>ВЛ 35 кВ Аксай</b>	<b>1989</b>	<b>15,10</b>	<b>15,10</b>	<b>АС-95</b>	<b>9</b>	<b>У35-1 У110-2</b>	<b>121</b>	<b>УБ35-11; 2УБ35-11; ПБ35-1В</b>	<b>130</b>	<b>23</b>	<b>ПС-70Д</b>	<b>1646</b>	<b>3,32</b>	<b>ПС-35</b>	<b>Удовл.</b>
<b>7</b>	<b>ВЛ 35 кВ Березняговка-1</b>		<b>28,45</b>	<b>32,30</b>		<b>8</b>		<b>178</b>		<b>186</b>	<b>21</b>		<b>1025</b>	<b>2,7</b>		<b>Удовл.</b>
7.1	оп.1-159	1969	24,60	24,60	АС-70	3	ЦУ-11	156	АБ35-7; ПБ-33; ПБ35-	159	15	ЛК70/35, ПС-70Д	432 (гирл) , 107	1,5	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка	
							к-во	тип								
7.2	отпайка оп.1-27	1996	3,85	7,70	АС-70	5	У35-2	22	ПБ35-2; ПУСБ35-2	27	6	ПС-70Д	486	ТК-35		
8	ВЛ 35 кВ Березняговка-2		13,10	13,71		4		104		108	5		1184	3,51	Удовл.	
8.1	оп.6-115	1989	13,10	13,10	АС-70	4	У35-1; УАП35-6	104	ПБ35-1В; ПБ35-3	108	5	ПС-70Д		1,35	ПС-35	
8.2	оп.1-6 (по опорам ВЛ 35 кВ Федоровка)	1989	0,00	0,61	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д		2,16		
9	ВЛ 35 кВ Бориню		18,80	37,60		21		87		108	31		2379	3,66	Неуд.	
9.1	оп.1-78	1969	14,60	29,20	АС-95	13	У2М; УС110-8	66	ПБ35-2	79	16	ПС-70		1,2	ПС-35	
9.2	отпайка к ПС 35 кВ Водозабор оп.1-4	1981	0,70	1,40	АС-95	1	У2М	3	ПБ35-3В	4	4	ПС-70		1	" "	
9.3	отпайка к ПС 35 кВ Троицкая оп.1-23	1975	3,50	7,00	АС-70	7	У35-2; У110-2	18	ПБ35-2; УП35	25	11	ПФ-6В	750	1,46	ПС-35	
10	ВЛ 35 кВ Борисовка-1	1979	12,80	12,80	АС-70	3	У35-1; УАП35-6	68	УБ35-1; УБ35-1В	71	21	ПС-6Б	1026	2,5	ПС-35	Удовл.
11	ВЛ 35 кВ Борисовка-2		24,96	33,31		16		114		130	40		2271	2,514	Удовл.	
11.1	оп.1-55 (по опорам ВЛ 35 кВ Бутырки)	1998	0,00	8,35	АС-120	-	-	-	-	-	-	ПС-70Е				
11.2	оп.55-169	2001	23,90	23,90	АС-120	13	У35-1; У110-1	101	УБ35-1; ПБ35-1	114	26	ПС-70Е		1,63	ТК-50	
11.3	отпайка к ПС 35 кВ Карьер оп.1-13, 14-16	2009	0,859	0,859	АС-70	1	У35-1т	9+4 порта л	УБ35-1.1т; УБ35-1.1;	16	14	ПС-70Е	348	0,884	ТК-8,1	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
							к-во	тип							
11.4	отпайка к ПС 35 кВ Карьер оп.13-14	2009	0,109	0,109	АС-120	2	У110-1+9; У35-1т+5	-	-	-	-	-	-	-	-
11.5	отпайка к ПС 35 кВ Сселки	2009	0,09	0,09	АС-120	0	-	0	-	0	-	0,09	ТК-9-1	-	-
12	ВЛ 35 кВ Бочинновка	1977	3,70	3,70	АС-95	5	У35-1; П35-1	23	АУБМ-1; ПБ35-1	28	6	3,7	ПС-35	402	Удовл.
13	ВЛ 35 кВ Бутырки		8,73	8,73		20		38		58	20	2,98		823	Удовл.
13.1	оп.1-55	1998	8,35	8,35	АС-120	19	У35-2	37	ПБ35-4	56	19	1,5	С-50		
13.2	оп.55-58	2000	0,30	0,30	АС-120	1	У35-1	1	ПБ35-1	2	1	1,4	ПС-35		
13.3	отпайка к ПС 35 кВ Сселки	2009	0,08	0,08	АС-120	0	-	0	-	0	0	0,08	ТК-9-1	-	-
14	ВЛ 35 кВ Введенка оп.1-53	1971	6,90	6,90	АС-70	11	У1М; У35-1	42	ПБ35-3; ПВ-1	53	11	3,38	ПС-35	670	Удовл.
15	ВЛ 35 кВ Вешаловка	1978	9,50	9,50	АС-70	3	У35-2	91	А35-4Б; ПБ35-1В	94	20	3,2	ПС-35	1050	Удовл.
16	ВЛ 35 кВ Водозабор		4,32	4,32		12		20		32	12	3,52		549	Удовл.
16.1	оп.1-6	1989, 2009	0,62	0,62	АС-120	4	У35-2	2	УБ35-11; ПБ35-2	6	5	0,62	ТК-50		
16.2	оп.6-9 оп.9-18	1968 1968	0,48 1,32	0,48 1,32	АС-120 АС-70	5	П110-1; У1М	6		11	4	1	ТК-35		
16.3	оп.18-32	1989	1,90	1,90	АС-120	3	У35-2	12	ПБ35-2	15	3	1,9	ПС-35		
17	ВЛ 35 кВ Вперед		24,73	24,73		9		75		84	13	3,06		1040	Удовл.
17.1	оп.1-54	1991	6,50	6,50	АС-70	3	У35-1; УАП35-3	50	ПБ35-1В; ПБ35-3	53	3	1,92	ПС-35		



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка			
						к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка	
17.2	оп.54-81	1984	3,40	3,40	АС-70	6	У35-2	22	ПБ35-2	28	8	ПФ-70		1,14	"-"	
17.3	оп.1-80 (отпайка к ПС 35 кВ Хворостянка)		14,83	14,83	АС-95	-	-	3	УБ35-1	3	2	ПФ-70				
18	ВЛ 35 кВ Грязи-Городская		7,71	13,21		12		38		50	24		1635	4,9		Удовл.
18.1	оп.1-28	1965	5,50	11,00	АС-95	10	УА2М	18	ПБ35-2	28	10	ПС-70		0,4		ПС-35 ТК-35
18.2	от ПС 35 кВ Гидроборудование- левая оп.1-11	2000	1,20	1,20	АС-95	1	У35-2; У110-1	6	УБ35-1; ПБ35-1; ПБ110-2	7	4	ПС-70Е				ТК-35
18.3	от ПС 35 кВ Гидроборудование- правая оп.1-15	2000	1,01	1,01	АС-95	1	У35-1	14	УБ35-1; ПБ35-1	15	10	ПС-70Е				"-"
19	отпайка от ВЛ 35 кВ Сухопутье-правая к ПС 35 кВ Грязное	1976	5,60	5,60	АС-95	3	У35-1; УСБ35 -1в	37	ПБ35-1; ПБ35-1В	40	6	ПС-70Д, ПФ-70Д	510	1,2		ПС-35 Удовл.
20	ВЛ 35 кВ Демшинка	1991	14,00	14,00	АС-95	7	У35-1; У35-2	115	ПБ35-2; ПБ35-1В; УБ35-11	122	15	ПС-70Д	1378	3,7		ПС-35 Удовл.
21	ВЛ 35 кВ Дмитриевка		7,40	9,90		3		66		69	11		1260	1,8		Удовл.
21.1	оп.1-70	1980	7,40	7,40	АС-70	3	У35-2; УАП35 -3	66	ПБ35-3; ПБ35-1В	69	11	ПС-6Б		1,8		ПС-35
21.2	оп.70-87 (по опорам ВЛ 35 кВ К.Байгора)	1976	0,00	2,50	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПС-6Б				
22	ВЛ 35 кВ Дмитриевка		13,20	14,02		8		100		108	18					Удовл.
22.1	оп.1-13	1980,	2,10	2,10	АС-70	4	У35-2Л+5;	8	ПБ35-1	12	4	ПС6-Б				ПС-35

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
							к-во	тип							
		1970				У35-1Г; У2М									
22.2	оп.13-15 (по опорам ВЛ 35 кВ Хлевное)	1970	0,00	0,82	АС-150	1	-	-	1	ПС-12					
22.3	оп.15-107	1977, 1982	10,75	10,75	АС-70	1	90	У1М; У35-1Г	91	ПС6-Б			ПС-35		
22.4	оп.107-110	1989, 1977	0,35	0,35	АС-70	2	2	У35-2Г	4	ПС6-Б			ПС-35		
23	ВЛ 35 кВ Ивановка	1978	8,00	8,00	АС-70	0	62	-	62	ПФ-6Б		3,8	ПС-35	Удовл.	
24	ВЛ 35 кВ Казинка-1		4,02	4,02		9	17		26			4,02		Удовл.	
24.1	оп.1-7	1982	0,90	0,90	АС-70	2	5	У35-2	7	ПС-70		0,9	С-35		
24.2	оп.7-26	1973, 2008	3,12	3,12	АС-120	7	12	У35-2 +5; У35-1; У5М	19	ПФ-6А ПС-70		3,12	"-"		
25	ВЛ 35 кВ Казинка-2		8,00	9,40		2	30		39			1,08		Удовл.	
25.1	оп.1-45 (оп. 1-5 по опорам ВЛ 35 кВ Казинка-1 дл.=0,9 км)	1974	8,00	8,90	АС-120	5	34	У35-1	39	ПФ-6Б		1	С-35		
25.2	оп.45-48 (оп.1-4 по опорам ВЛ 35 кВ Таволжанка)	1994	0,00	0,50	АС-120	-	-	-	-	ПС-70Д		0,8			

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка		
							к-во	тип							к-во	
26	ВЛ 35 кВ Каликино-1	1971	16,00	16,00	АС-95	7	У35-1 У35-2	60	ПБ35-1 АБ35-3	67	13	ПС-70	774	3	С-35	Удовл.
27	ВЛ 35 кВ Каликино-2		9,60	9,80		4		36		40	8		510	1,4		Удовл.
27.1	оп.1-40 (оп.1-3 по опорам ВЛ 35 кВ Каликино-1)	1971	9,40	9,60	АС-95	0	-	36	ПБ35-1; ПУСБ35-1	36	4	ПМ-4,5 ПС-70			ПС-35	
27.2	оп.40-43	1982	0,20	0,20	АС-95	4	У35-2; УАП35-3	0	ПБ35-1	4	4	ПМ-4,5 ПС-70			ТК-35	
28	ВЛ 35 кВ Княжья Байгора		18,10	18,10		13		83		96	17		1089	1,9		Удовл.
28.1	оп.1-54	1976	10,60	10,60	АС-70	7	УАП35-6; У35-1	47	ПБ35-1В	54	11	ПС-70		0,2	ПС-35	
28.2	оп.54-78	1981	5,00	5,00	АС-70	2	УАП35-6; У35-1	22	ПБ35-1В	24	2	ПС-70		0,5	"-"	
28.3	оп.78-96	1976	2,50	2,50	АС-70	4	У35-2	14	ПБ35-2	18	4	ПС-70		1,7	"-"	
29	ВЛ 35 кВ К. Колодезь		8,90	8,90		7		50		57	12		778	2,7		Удовл.
29.1	оп.1-50	1982	8,20	8,20	АС-95	4	У35-1; У35-1+5	45	УБ35-1; ПБ35-1	49	9	ПС-70Д		1,5	ПС-35	
29.2	оп.50-57	1982	0,70	0,70	АС-95	3	У35-2т	5	ПБ35-2	8	3	ПС-70Д		1,2	ПС-35	
30	ВЛ 35 кВ КПК		2,50	2,50		8		8		16	8		264	2,5		Удовл.
30.1	оп.1-8	1973	1,28	1,28	АС-70	4	УАП35-1; У35-2	3	ПБ35-1В; ПБ35-3	7	4	ПФ-6В		1,28	С-35	
30.2	оп.8-16 (совместно с ВЛ 35 кВ Песковатка)	1996	1,22	1,22	АС-120	4	У35-2	5	ПБ110-6	9	4	ПС-70Д		1,22	ПС-50	
31	ВЛ 35 кВ Красная Дубрава		9,12	9,12		8		79		87	18		1091	3		Удовл.



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
					к-во	тип	к-во	тип							
31.1	оп.1-17	1967	3,20	3,20	АС-95	5	У5М	12	ПБ35-1В	17	6	ПМ-4,5	1,5	ПС-35	
31.2	оп.17-68	1976	4,70	4,70	АС-70	2	УАП35-6; У5М	49	ПБ35-1В	51	4	ПМ-4,5		"_"	
31.3	оп.68-69	1983	0,20	0,20	АС-70	1	У35-2	-	-	1	1	ПМ-4,5	1,5	"_"	
31.4	от ПС 35 кВ Гидрооборудование оп.1-18	2000	1,02	1,02	АС-95, АС-120	-	-	18	ПБ35-1; УБ35-1	18	7	ПС-70Д		ТК-35	
32	ВЛ 35 кВ Куликово-1	1996	17,70	17,70	АС-70	5	У35-1	136	УБ35-1; ПБ35-3; ПБ35-1В	141	19	ПС-70	2,84	ТК-35	Удовл.
33	ВЛ 35 кВ Куликово-2	1995	12,30	12,30	АС-70	5	У35-1; У35-2	109	УБ35-1; ПБ35-3; ПБ35-1В	114	18	ПС-70Д	2,8	ПС-35	Удовл.
34	ВЛ 35 кВ Курино		4,40	11,39		1		35		36	6				Удовл.
34.1	оп.1-10 (по опорам ВЛ 35 кВ Синдякино)	1982	0,00	1,34	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д	-	ПС-35	
34.2	оп.10-47	1982	4,40	4,40	АС-70	1	У35-1	35	УБ35-1; ПБ35-3; ПБ35-1В	36	6	ПС-70Д			
34.3	оп.47-85 (по опорам ВЛ 35 кВ Манино)	1986	0,00	5,65	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д	-	ПС-35	
35	ВЛ 35 кВ Лебелянка-1		13,55	15,95		0		98		98	5		1,1		Удовл.
35.1	оп.18-55	1982	5,20	5,20	АС-95	-	-	37	ПБ35-3; ПБ35-1В	37	-	ПС-70Д		С-50	
35.2	оп.55-116	1984	8,35	8,35	АС-95	-	-	61	УБ35-1; ПБ35-1В	61	5	ПС-70Д		"_"	
35.3	оп.1-18 (по опорам ВЛ 35 кВ Пашково-2)	1982	0,00	2,40	АС-95	-	-	-	-	-	-	ПФ-70			

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка	
						к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка	
36	ВЛ 35 кВ Лебелянка-2	1976	24,20	24,20	АС-70	0	-	140	УБ35-1; ПБ35-1; ПБ35-1В	140	10	ПС-6Б		2,63	ПС-35	Удовл.
37	ВЛ 35 кВ Лозовка		16,23	17,50		12		68		80	12		966	2,4		Удовл.
37.1	оп.1-81	1971	16,23	16,23	АС-95	12	У60Б-3а; У35-1	68	ПБ35-3; ПБ-33	80	12	ПС-6А			С-35	
37.2	оп.82-92 (по опорам ВЛ 35 кВ Дубовое)	1983	0,00	1,27	АС-95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ПС-35	
38	ВЛ 35 кВ ЛЮЭЗ		5,20	5,20		4		26		30	8		429	3,4		Удовл.
38.1	оп.1-20	1966	3,40	3,40	АС-70	2	ПМ-2; У1М	17	АУБМ-1; ПБ33	19	5	ПМ-4,5		2	ПС-50	
38.2	оп.20-31 (ТО ЛЮЭЗ)	1974	1,80	1,80	АС-95	2	У35-1; У35-2	9	ПБ35-1; ПУСБ35-1	11	3	ПФ-70		1,4	ПС-35	
39	ВЛ 35 кВ Манно		24,15	24,15		18		182		200	31		2711	3,2		Удовл.
39.1	оп.1-162	1985	18,50	18,50	АС-70	13	У35-1; УАП35-6	148	ПБ35-1В; УБ35-1	161	26	ПС-70Д		0,9	ПС-35	
39.2	оп.162-200	1986	5,65	5,65	АС-70	5	У35-2	34	ПБ35-2	39	5	ПС-70Д		2,3	"-"	
40	ВЛ 35 кВ Матыра-1	1972	8,40	8,40	АС-120	25	П110-1; У35-1	36	ПБ35-2; ПБ35-1	61	22	ПС-6А	1089	2,7	С-35 ПС-35	Удовл.
41	ВЛ 35 кВ Матыра-2		3,08	3,98		7		13		20	7		389	1,3		Удовл.
41.1	оп.1-20	1973	3,08	3,08	АС-120	7	У35-1; У5М	13	ПБ35-1	20	7	ПФ-6А ПС-70		1,3	С-35	
41.2	оп.20-27 (по опорам ВЛ 35 кВ Казинка-1)	1982	0,00	0,90	АС-70	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
42	ВЛ 35 кВ Московка		7,90	7,90		8		54		62	17		834	2,66		Удовл.
42.1	оп.1-59	1980	7,40	7,40	АС-95	6	У35-2; У35-1;	52	ПБ35-1В;	58	15	ПС-6Б		1,26	ПС-35	



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт	В т.ч. анкерн.								
42.2	оп.59-62	1988	0,50	0,50	АС-95	2	У35-2	2	ПБ35-2	4	2	ПС-70Д	1,4	"-"	
43	ВЛ 35 кВ Мясокомбинат		3,80	7,60		10		18		28	10		3,8		Удовл.
43.1	оп.1-21	1975	3,00	6,00	АС-95	7	У35-2	14	ПБ35-2	21	7	ПС-6А	3	С-35	
43.2	отпайка к ПС 35 кВ Хлебопродукты оп.1-7	1990	0,80	1,60	АС-120	3	У35-2	4	ПБ35-2	7	3	ПС-70Д	0,8	ПС-35	
44	ВЛ 35 кВ Ново-Николаевка	1973	3,47	3,47	АС-120	9	У1М	10	НБ-33	19	9	ПС-70	3,1	С-35	Удовл.
45	ВЛ 35 кВ Ново-Черкутино	1974	11,85	11,85	АС-50	5	УАП35-3, УАП35-6	85	НБ35-1, НБ35-1В, УП35	90	8	ПФ-6Б	3,1	С-35	Удовл.
46	ВЛ 35 кВ Паршиновка-1		18,40	18,40		14		117		131	15		2,3		Удовл.
46.1	оп.1-71	1980	8,40	8,40	АС-70	6	У35-1; УАП35-5	63	УБ35-1; ПБ35-1В	69	6	ПФ-70В	1,3	ПС-35	
46.2	оп.71-132	1980	10,00	10,00	АС-70	8	У35-2	54	ПБ35-2	62	9	ПФ-70В	1	"-"	
47	ВЛ 35 кВ Паршиновка-2		18,19	18,19		2		75		77	13		1,1		Удовл.
47.1	оп.1-77	1984	8,19	8,19	АС-70	2	У35-2; УАП35-3	75	УБ35-1; ПБ35-1В	77	10	ПФ-6В	1,1	ПС-35	
47.2	оп.77-138 (совместно с ВЛ 35 кВ Паршиновка-1 соп.72)	1980	10,00	10,00	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПФ-6В			
48	ВЛ 35 кВ Пашково-1	1977	19,60	19,60	АС-95	2	У35-1; У35-2	161	НБ35-1, НБ35-	163	19	ПС-6А	2,28	ПС-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
							к-во	тип							
49	ВЛ 35 кВ Нашково-2		15,80	15,80		4	129	133	11	1089	3,9	Удовл.			
49.1	оп.1-18 (совместно с ВЛ 35 кВ Лебедянка-1)	1977	2,40	2,40	АС-95	2	У35-1	16	УБ35-1; ПБ35-1В	18	2	ПС-6Б, ПС-70	2,4	ПС-35	
49.2	оп.18-133	1982	13,40	13,40	АС-95	2	У35-2	113	ПБ35-2; ПБ35-1; ПБ35-1В	115	9	ПС-70	1,5	С-50	
50	ВЛ 35 кВ Песковатка		14,50	16,94		13	89	102	15	1341	3,55	Удовл.			
50.1	оп.1-9 (по опорам ВЛ 35 кВ КПК соп.8-16)	1996	0,00	1,22	АС-120	-	-	-	-	-	-	ПС-70Д			
50.2	оп.9-86	1973	10,80	12,02	АС-70	10	У35-1; УАП35-6; УАП35-5; УАП35-4	67	ПБ35-3; ПБ35-1В; АБ35-3; ПУСБ35-1	77	12	ПФ-6В	1,5	С-35	
50.3	отпайка к ПС 35 кВ Вперед оп.1-25	1973	3,70	3,70	АС-70	3	У35-1; УАП35-3	22	ПБ35-3; ПБ35-1В	25	3	ПФ-6В	2,05	"-"	
51	ВЛ 35 кВ Петровская-1		18,30	18,30		4	123	127	18	1497	3,2	Удовл.			
51.1	оп.1-5	1979	0,80	0,80	АС-70	2	У35-2	3	АУБМ35	5	3	ПМ-4,5	1,7	С-35	
51.2	оп.5-128	1968	17,50	17,50	АС-70	2	У5М	120	ПБ35-1; ПБ-33	122	15	ПМ-4,5	1,5	"-"	
52	ВЛ 35 кВ Петровская-2	1980	23,680	23,680	АС-70	11	У35-1; УАП-3; УАП35-6	186	ПБ35-1; УБ35-1; ПБ35-1В	197	24	ПС-60Д	3,25	ПС-35 Удовл.	
53	ВЛ 35 кВ Поддубровка		9,10	10,40		0	63	63	9	798	1,1	Удовл.			

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
							к-во	тип							
53.1	оп. 59-62 (по опорам ВЛ 35 кВ Московская)	1988	0,00	0,50	АС-95	-	-	-	-	-	ПС-70Д	-	-	-	
53.2	оп.5-67	1980	8,80	8,80	АС-95	-	-	55	УБ35-1; ПБ35-1В; ПБ35-3	55	8	8	0,95	ПС-35	
53.3	оп.59-67	1986	0,30	0,30	АС-95	-	-	8	ПБ35-1В	8	1	1	" - "	-	
53.4	оп.67-72 (по опорам ВЛ 35 кВ Манино)	1986	0,00	0,80	АС-95	-	-	-	-	-	ПС-70	-	1,1	-	
<b>54</b>	<b>ВЛ 35 кВ Полевая</b>		<b>4,87</b>	<b>6,770</b>		<b>4</b>		<b>36</b>		<b>40</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>2,5</b>	<b>Удовл.</b>	
54.1	оп.1-40	1968	4,87	4,870	АС-70	4	П110-4М; У35-1	36	ПБ35-1В	40	9	9	2,5	ПС-35	
54.2	оп.40-54 (по опорам ВЛ 35 кВ Водозабор оп.18-32)	1991	0,00	1,900	АС-120	-	-	-	-	-	ПС-70	-	-	-	
<b>55</b>	<b>ВЛ 35 кВ Права</b>		<b>12,40</b>	<b>15,80</b>		<b>4</b>		<b>97</b>		<b>104</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>1,22</b>	<b>Удовл.</b>	
55.1	оп.1-28 (по опорам ВЛ 35 кВ Вперед)	1984	0,00	3,40	АС-70	-	-	-	-	-	ПФ-70	-	-	-	
55.2	оп.28-132	1984	12,40	12,40	АС-70	4	У35-1; УАП35-3	97	УБ35-1; ПБ35-3; ПБ35-1В	104	10	10	1,22	ПС-35	
<b>56</b>	<b>ВЛ 35 кВ Пружинки-1 оп.1-94</b>	<b>1985</b>	<b>10,70</b>	<b>10,70</b>	<b>АС-70</b>	<b>10</b>	<b>УАП35-3; УАП35-6; У35-1; У35-2</b>	<b>83</b>	<b>ПБ35-1В; ПБ35-3; УБ35-1</b>	<b>93</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>3</b>	<b>ПС-35 Удовл.</b>	
<b>57</b>	<b>ВЛ 35 кВ Пружинки-2</b>		<b>10,78</b>	<b>10,78</b>		<b>8</b>		<b>84</b>		<b>92</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>2,57</b>	<b>Удовл.</b>	
57.1	оп.1-29	1986	4,02	4,02	АС-70	4	У35-2	25	ПБ35-2	29	4	4	1,35	ПС-35	



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
							к-во	тип							
57.2	оп.29-93	1986	6,76	6,76	АС-70	4	У35-1	59	ПБ35-1В; ПБ35-3; ПЖТ35-2; УБ35-1	63	8	ПС-70Д	1,22	"-"	
<b>58</b>	<b>ВЛ 35 кВ Птицефабрика</b>		<b>4,60</b>	<b>4,60</b>		<b>3</b>		<b>45</b>		<b>48</b>	<b>3</b>		<b>4,6</b>		<b>Удовл.</b>
58.1	оп.1-2	1999	0,11	0,11	АС-95	-	-	1	ПБ35-1В	1	-	ПС-70	0,11	ТК-35	
58.2	оп.2-44	1972	4,03	4,03	АС-95	-	-	42	АУБМ; ПБ-22	42	5	ПМ-4,5	4,03	"-"	
58.3	оп.44-46	1999	0,26	0,26	АС-95	1	У35-2	1	ПУСБ35-1	2	1	ПС-70	0,26	"-"	
58.4	оп.46-48	1978	0,20	0,20	АС-70	2	У35-2	1	ПБ35-2	3	2	ПС-6В	0,2	ПС-35	
<b>59</b>	<b>ВЛ 35 кВ Ратчино</b>		<b>8,90</b>	<b>9,10</b>		<b>1</b>		<b>35</b>		<b>36</b>	<b>5</b>		<b>0,9</b>		<b>Удовл.</b>
59.1	оп.1-2 (по опорам ВЛ 35 кВ Каликино-2)	1982	0,00	0,20	АС-95	-	-	-	-	-	-	ПСГ-70		ПС-35	
59.2	оп.2-38	1971	8,90	8,90	АС-95	1	У1М	35	ПБ35-1; ПУБ35-1	36	8	ПМ-4,5	0,9	С-35	
<b>60</b>	<b>ВЛ 35 кВ Речная</b>		<b>10,80</b>	<b>11,72</b>		<b>3</b>		<b>57</b>		<b>60</b>	<b>3</b>		<b>0,94</b>		<b>Удовл.</b>
60.1	оп.1-7 (по опорам ВЛ 35 кВ Хлевное)	1982	0,00	0,92	АС-70	-	-	-	-	-	-	ПС-6В		С-35	
60.2	оп.7-67	1970	10,80	10,80	АС-50	3	У35-1; У35-2	57	АБ35-7; ПУБ35-3; ПБ35-1В	60	3	ПС-70Д		ПС-35	
<b>61</b>	<b>ВЛ 35 кВ Сахзавод</b>	<b>1978</b>	<b>5,9</b>	<b>5,9</b>	<b>АС-70</b>	<b>16</b>	<b>У35-2</b>	<b>57</b>	<b>ПБ35-2</b>	<b>73</b>	<b>15</b>	<b>ПС-6А</b>	<b>10,6</b>	<b>ПС-35</b>	<b>Удовл.</b>
61.1	отпайка от ВЛ 35 кВ Сахзавод-правая к ПС 35 кВ Плавница оп.1-50	1978	<b>5,90</b>	<b>5,90</b>	АС-70	<b>3</b>	УАП35-2; У35-1	<b>47</b>	УБ35-1; ПБ35-1В	<b>50</b>	<b>6</b>	ПС-6В	<b>1,3</b>	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка	
к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина						Марка		
62	ВЛ 35 кВ Сельхозтехника	1978	3,45	3,45	АС-50	2	У35-1	31	ПБ35-1В; ПБ35-1; УБ35-1; АУБМ-5	33	5	ПФ-6Б	430	3,45	ТК-35	Удовл.
63	ВЛ 35 кВ Сенцово-1	1979	5,30	5,30	АС-70	3	УАП35-3	42	УБ35-1; ПБ35-3; ПБ35-1В	45	9	ПС-70	540	5,3	ПС-35	Удовл.
64	ВЛ 35 кВ Сенцово-2		11,70	11,70		12		102		114	21		1805	4,534		Удовл.
64.1	оп.1-6	1992	0,55	0,55	АС-70	2	У35-2	4	ПБ35-4	6	2	ПС-70Д		1,534	ПС-35	
64.2	оп.6-114	1992	11,15	11,15	АСУ-70	10	У35-2; У110-2; УАП35-3	98	УБ35-11; ПБ35-3В; ПБ35-3	108	19	"-		3	ПС-35	
65	ВЛ 35 кВ Синдякино		12,06	12,76		7		88		95	14		1323	2,45		Удовл.
65.1	оп.1-8 (по опорам ВЛ 35 кВ К.Колодезь)	1982	0,00	0,70	АС-95	-	-	-	-	-	-			1,113	ПС-35	
65.2	оп.8-25	1982	2,155	2,155	АС-70	0	У35-1	79	УБ35-1; ПБ35-В; ПБ35-3; ПБ35-3,1	79	7	ПС-70Д			ПС-35	
65.3	оп.25-30	2009	0,637	0,637	АС-70 АС-120	4	У35-1; У35-1+5	2	У35-1; У35-1+5; ПБ35-3,1	6	4	ПС-70Д			ПС-35	
65.4	оп.30-94	1982	7,927	7,927	АС-70											
65.5	оп.94-103	1982	1,34	1,34	АС-70	3	У35-2т	7	ПБ35-2т	10	3	ПС-70Д		1,338	ПС-35	
66	ВЛ 35 кВ Сокол	1964	4,74	9,48	АС-95	28	2АТ; 2УТ; 2ТН	0	-	28	16	ПС-70Е	1040	4,74	ПС-35 ТК-35	Удовл.
67	ВЛ 35 кВ Сошки	1986	10,89	21,78	АС-95	17	У35-2	69	ПБ35-4; П110-6; ПЖТ35-	86	17	ПС-70Д	2340	4,1	ПС-35	Удовл.



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
							к-во	тип							
<b>68</b>	<b>ВЛ 35 кВ Стебаево-1</b>		<b>8,00</b>	<b>19,40</b>		<b>8</b>		<b>41</b>	<b>49</b>	<b>14</b>		<b>1653</b>	<b>1,04</b>	<b>Удовл.</b>	
68.1	оп.1-49	1987	8,00	8,00	АС-95	8	У110-2; УАП35 6;У35-1	41	ПБ35-В; ПБ35-1; УБ35-1	13			1,04	ПС-35	
68.2	оп.49-122 (по опорам ВЛ 35 кВ Стебаево-2)	1987	0,00	11,40	АС-95	-	-	-	-	-					
<b>69</b>	<b>ВЛ 35 кВ Стебаево-2</b>		<b>18,50</b>	<b>18,50</b>		<b>13</b>		<b>96</b>	<b>109</b>	<b>17</b>		<b>1431</b>	<b>3,49</b>	<b>Удовл.</b>	
69.1	оп.1-38	1987	7,10	7,10	АС-95	7	У35-1	31	ПБ35-1В; УБ35-1	9			2,24	ПС-35	
69.2	оп.38-109	1987	11,40	11,40	АС-95	6	У35-2; У110-2	65	ПБ35-2	8			1,25	"-"	
<b>70</b>	<b>ВЛ 35 кВ Гаволажанка</b>		<b>1,20</b>	<b>1,20</b>		<b>6</b>		<b>4</b>	<b>10</b>	<b>6</b>		<b>156</b>	<b>1,2</b>	<b>Удовл.</b>	
70.1	оп.1-4	1994	0,50	0,50	АС-120	4	У35-2	-	-	4				ПК-35	
70.2	оп.4-10	1974	0,70	0,70	АС-120	2	УМ-1	4	ПБ35-1	2				С-35	
<b>71</b>	<b>ВЛ 35 кВ Галицкий Чамлык</b>	<b>1972</b>	<b>15,10</b>	<b>15,10</b>	<b>АС-70</b>	<b>7</b>	<b>У35-2</b>	<b>92</b>	<b>ПБ-2; ПБ-2г; ПУБ35-1</b>	<b>99</b>		<b>1090</b>	<b>2,8</b>	<b>С-35 С-50 Удовл.</b>	
<b>72</b>	<b>ВЛ 35 кВ Грубегчино</b>		<b>21,10</b>	<b>21,10</b>		<b>13</b>		<b>137</b>	<b>150</b>	<b>13</b>		<b>1690</b>	<b>3,2</b>	<b>Неуд.</b>	
72.1	оп.1-42	1969	5,40	5,40	АС-70	5	УТМ	37	ПВ-1	5			1,8	С-35	
72.2	оп.42-150	1971	15,70	15,70	АС-50	8	У11	100	ПБ35-1В	8			1,4	ПК-35	
<b>73</b>	<b>ВЛ 35 кВ Усманы-Тяговая</b>	<b>1967</b>	<b>3,18</b>	<b>3,18</b>	<b>АС-185</b>	<b>2</b>	<b>У5М</b>	<b>15</b>	<b>ПВ-33; АУБМ-60</b>	<b>7</b>		<b>385</b>	<b>3,18</b>	<b>С-50 Удовл.</b>	
<b>74</b>	<b>ВЛ 35 кВ Фёдоровка</b>		<b>17,50</b>	<b>17,50</b>		<b>13</b>		<b>139</b>	<b>152</b>	<b>27</b>		<b>1692</b>	<b>5,15</b>	<b>Удовл.</b>	
74.1	оп.1-146	1979	16,89	16,89	АС-70	11	У35-1; УАП35-5	135	УБ35-1; ПБ35-3В	25			2,54	ПС-35	
74.2	оп.146-152	1979	0,61	0,61	АС-70	2	У35-2	4	ПБ35-2	2			2,61	"-"	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Ж/бетонные	Металлические		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
							к-во	тип							
<b>75</b>	<b>ВЛ 35 кВ Хлевное</b>		<b>6,66</b>	<b>6,67</b>		<b>12</b>	<b>31</b>	<b>42</b>	<b>17</b>	<b>675</b>	<b>3,7</b>	<b>Удовл.</b>			
75.1	ПС 110 кВ Хлевное-оп.1	1982	0,015	0,03	АС-70	1	-	1	1	ПС-6А		ПС-35			
75.2	оп.1-16	1982	2,00	2,00	АС-70	1	УБ35-1; ПБ35-3В	14	2	"_"		"_"			
75.3	оп.16-18 (совместно с ВЛ 35 кВ Дмитришевка)	1970	0,82	0,82	АС-150	3	У1мн; У35-2; ЦП28+ 3	-	3	ПС-12		"_"			
75.4	оп.18-36	1970	2,90	2,90	АС-50	4	У35-1	13	8	ПС-6В		С-35			
75.5	оп.36-42 (совместно с ВЛ 35 кВ Речная)	1982	0,92	0,92	АС-70	3	У35-2	4	3	ПС-6В		С-35			
<b>76</b>	<b>ВЛ 35 кВ Ярлуково-1</b>		<b>15,69</b>	<b>19,73</b>		<b>13</b>	<b>91</b>	<b>104</b>	<b>22</b>	<b>1724</b>	<b>3,2</b>	<b>Удовл.</b>			
76.1	оп.1-62	1972	11,65	11,65	АС-70	8	У35-1; У35-2	54	13	ПС-70Д		С-35			
76.2	отпайка к ПС 35 кВ Малей оп.1-42	1993	4,04	8,08	АС-70	5	У35-2	37	9	ПС-70Е		"_"			
<b>77</b>	<b>ВЛ 35 кВ Ярлуково-2</b>		<b>6,10</b>	<b>6,10</b>		<b>9</b>	<b>24</b>	<b>33</b>	<b>11</b>	<b>470</b>	<b>3,6</b>	<b>Удовл.</b>			
77.1	оп.1-30	1972	6,00	6,00	АС-70	7	У35-1; У35-2; ПМ-1	22	8	ПФ-6Б		С-35			
77.2	отпайка к ПС 35 кВ Дружба оп.1-4	1972	0,10	0,10	АС-70	2	У35-1	2	3	ПФ-6Б		ПС-35			
<b>78</b>	<b>ВЛ 35 кВ Гюшевка</b>		<b>11,47</b>	<b>22,94</b>	<b>АС-95</b>	<b>13</b>	<b>83</b>	<b>96</b>	<b>18</b>			<b>ПС-35</b>	<b>Удовл.</b>		
78.1	оп.1-21	1984	2,01	4,02	АС-95	5	У35-2	16	8						
78.2	оп.21-28	1984	0,95	1,89	АС-95	1	У35-2	6	1						
78.3		1984	8,10	16,20	АС-95	5	У35-2	60	7						



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
					к-во	тип	к-во	тип							
3.1	участок от № 1 ПС Барятино до № 151 ПС Воскресеновка (опора №1 относится к ВЛ-35 кВ "Барятино")	1980	17,770	17,800	АС -70	11	УАП 35-1т; УАП 35-6; У 35-1+5; У 35-1; У 35-1т	139	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПБ 35-1в	150	23	1806	3,671	ПС-50	Удовл.
<b>4</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Берёзовка</b>		<b>10,115</b>	<b>13,38</b>											
4.1	участок от № 2 до № 129 ПС Берёзовка ( № 105-129 по опорам ВЛ-35 кВ "Барятино")	1967	10,115	13,22	АС - 50 8,685; АС-70 3,267	5	У 35-1+5; У 35-1	97	ПБ 35-3; УБ 35-11,1; ПБ 35-1в	102	10	1141	1,426		Удовл.
4.2	участок от ПС Политово до № 2 ( по опорам ВЛ-35 кВ "Политово")	1975	0,000	0,160	АС -70							48	0		Удовл.
<b>5</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Бигильдино</b>		<b>19,78</b>	<b>20,43</b>											
5.1	участок от № 129 до № 134 ПС Бигильдино (по опорам ВЛ-35 кВ "Долгое-2")	1979	0,000	0,65	АС -70							143	0		Удовл.
5.2	участок от № 1 ПС Знаменка до № 129	1976	19,78	19,78	АС -70	6	У 35-1; У 35-1т	122	УБ 35-1т; УБ 35-1; ПБ 35-1т; ПБ 35-1в	128	11	1458	2,426	С-35	Удовл.
<b>6</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Б. Избищи</b>		<b>4,974</b>	<b>18,936</b>											
6.1	участок от № 102 до № 145	1983	4,974	4,974	АС-70	1	У 35-1	41	УБ 35-1; ПБ 35-3т;	42	4	489	1,045	ПС-35	Удовл.



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
							к-во	тип							
6.2	участок от № 145 до № 147 ПС Б. Избищи (по опорам ВЛ-35 кВ "Дружба")	1983	0,00	0,262	АС-70										Удовл.
6.3	участок от ПС Дон до № 102 ( по опорам ВЛ-35 кВ "Культура")	1983	0,00	13,70	АС-95										Удовл.
<b>7</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Б - Новово</b>		<b>15,080</b>	<b>15,080</b>											
7.1	участок от № 79 до № 103 ПС Б - Попово ( № 79 - 93 и № 96 - 103 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Рождество")	1980	4,100	4,10	АС-95	У35-2+5; У35-2; У-35-2т;	10	15	ПБ - 35-2; ПБ - 35-2т.	25	11	37 5	1,534	С-35	хор.
7.2	участок от № 1 ПС Лебедянь до № 79 ( № 1-2 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Перемычка")	1975	10,98	10,98	АС-95	У35-1; У35-1т+5; У35-1+5.	6	72	ПУСБ35-1; ПБ35-1т; ПБ35-1.	78	6	84 5	1,956	С-35	хор.
<b>8</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Большой Верх</b>		<b>17,675</b>	<b>25,10</b>											
8.1	участок от № 57 до № 218 ПС Б. Верх ( № 175-218 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Красивая Меча")	1988	17,675	17,675	АС-95	У 35-1; У 35-2; У 35-2+5; У 35-2т	12	149	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПУСБ 35-4; ПБ 35-1в; ПБ 35-2	161	22	20 69	1,149	ПС-35	хор.
8.2	участок от № 1 ПС	198	0,000	7,425	АС-95								<b>0</b>		хор.



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	
						к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт				
	Агроном до № 57 ( № 1-3 по опорам ВЛ - 35 кВ "Агроном" ; № 4 - 57 по опорам ВЛ-35 кВ "Плодовая")	8												
<b>9</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Ведное -1</b>		<b>22,58</b>	<b>26,40</b>										
9.1	участок от № 218 до № 247 ПС Ведное (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Ведное - 2")	1978	3,18	3,18	АС-70	3	У 35-2Г	27	ПБ 35-2ВГ	30	3	3,13	ПС-35	Удовл.
9.2	участок от № 31 до № 218	1978	19,40	19,40	АС-70	0		186	УП 35-46; УА 35-46; ПБ 35-1В	186	14	0		Удовл.
9.3	участок от № 1 ПС Никольское до № 31 ( по опорам ВЛ-35 кВ "Никольское")	1984	0,00	3,82	АС-70							0		Удовл.
<b>10</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Ведное -2</b>		<b>9,34</b>	<b>12,52</b>										
10.1	участок от № 30 до № 125 ПС Троекурово	1978	9,34	9,34	АС-70	6	УАП 35-2; У 35-1Г; УАП 35-1Г; У 35-1Г+5	89	УА 35-1; УП 35-1; ПБ 35-1В	95	12	1,315	ПС-35	Удовл.
10.2	участок от № 1 ПС Ведное до № 30 ( по опорам ВЛ-35 кВ "Ведное-1")	1978	0,00	3,18	АС-70							0		Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)			
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка				
						к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт							
<b>11</b>	<b>ВЛ - 35 кВ "Тёплое - Воскресеновка" ( ВЛ Воскресеновка)</b>		<b>13,80</b>	<b>13,80</b>													
11.1	участок от № 1 ПС Тёплое до № 134 ПС Воскресеновка ( опора № 1 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Тёплое")	1980	13,80	13,80	АС-70	3	У 35-1Г	131	УБ 35-11,1; УААГ 35; ПБ 35-3; ПБ 35-1В; ПБ 35 ВС	134	21	ПС-6Б	15 93	2,152	С-35	хор.	
<b>12</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Гагарино</b>		<b>10,75</b>	<b>20,45</b>													
12.1	участок от № 83 до № 158 ПС Гагарино	1974	10,75	10,75	АС-50	1	У 35-1Г	74	УБ 35-1; УБ 35-1Г; ПУСБ 35-1; ПУСБ 35-1Г; ПБ 35-1В	75	3	ПФ-6Б	77 7	1,609	ПС-50	Удовл.	
12.2	участок от № 1 ПС Топки до № 83 ( по опорам ВЛ-35 кВ "Топки")	1997	0,000	9,70	АС-50								11 13	<b>0</b>			
<b>13</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Головинино</b>		<b>20,87</b>	<b>20,90</b>													
13.1	участок от № 141 до № 167 ПС Головинино ( совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Луговая")	1988	3,60	3,60	АС-95	6	У 35-2; У 35-2Г	21	ПУСБ 35-4; ПБ 35-2	27	7	ПС 70Д	39 6	1,604	ПС-35	Удовл.	
13.2	участок от № 1 ПС Астапово до № 141 ( опора №1 относится к ВЛ-35 кВ "Комплекс")	1988	17,27	17,30	АС-95	6	У 35-1; У 35-1Г; У 35-1+5	133	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПБ 35-1В;	139	18	ПС 70Д	15 63	1,316	С-35	Удовл.	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)			
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка		
					к-во	тип	к-во	тип									
<b>14</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Данков Сельская</b>		<b>5,228</b>	<b>5,228</b>													
14.1	участок от № 13 до № 36	1991	3,374	3,374	АС-120	1	У 35-2т+5;	20	УБ 35-1т; АУБМ 35-1т; ПБ 35-3т; ПБ 35-3	21	8	21	378	ПС 70Д	0,735	ТК-50	хор.
14.2	участок от № 36 до № 38 ПС Данков Сельская	1967	0,359	0,359	АС-120	1	У 35-1т	3	ПБ 35-3т	4	4	4	124	ПС 70Д	0,359	ТК-50	Удовл.
14.3	участок от № 1 ПС Химическая до № 13 (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Тёплое")	1983	1,495	1,495	АС-95	7	У 35-2т; У 35-2т+5.	6	ПБ 35-2т	13	7	13	267	ПС 70Д	1,495	С-50	хор.
<b>15</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Долгое -1</b>		<b>7,919</b>	<b>14,10</b>													
15.1	участок от № 1 ПС Полибино до № 46 ( по опорам ВЛ-35 кВ "Полибино")	1985	0,000	6,181	АС-70										0		Удовл.
15.2	участок от № 46 до № 99 ПС Долгое	1976	7,919	7,919	АС-70	4	У 35-1т; У 35-1	49	УААг-35; ПБ 35-3; ПБ 35-1в; ПБ 35-1т.	53	6	53	687	ПС -70Д	1,22	С-35	Удовл.
<b>16</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Долгое -2</b>		<b>12,25</b>	<b>12,25</b>													
16.1	участок от № 75 до № 80 ПС Бигильдино (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Бигильдино")	1979	0,65	0,65	АС-70	3	У 35-2т	3	ПБ 35-2т	6	3	6	149	ПС - 6Б	0,65	ПС-35	Удовл.
16.2	участок от № 1 ПС	197	11,60	11,60	АС-70	7	УАП 35-4т;	67	ПБ 35-3; ПУСБ	74	9	74	96	ПС - 6Б	3,218	ПС-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
					к-во	тип	к-во	тип							
	Долгое до № 75	6				УАП 35-4		35-1; УААГ-35; ПБ 35-1вт; ПБ 35-1в.							
<b>17</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Дрезгалово - 1</b>		<b>21,345</b>	<b>21,345</b>											<b>Неуд.</b>
17.1	участок от № 204 до ПС Дрезгалово (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ Дрезгалово - 2)	197 6	1,00	1,00	АС-70	У 35 -2т	8	ПБ 35 -2т	10	2	ПС - 6Б	14 8	0,98	ПС-35	
17.2	участок от № 69 до № 75 ( № 71 - 75 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ Яблоново)	197 6	0,60	0,60	АС-70	У35-2 т+5	5	УБ35-1.; ПБ 35-2т	6	2	ПС - 6Б	57	0,600		
17.3	участок от № 75 до № 204	197 6	12,56	12,56	АС-70	У35-1+5; У35 - 2+5; У35-1.	122	УБ35-1; ПБ35-1; УААГ-35	128	23	ПС - 6Б	16 05	1,061		
17.4	участок от № 1 ПС Россия до № 69 (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Краное - 1")	198 5	7,185	7,185	АС-70	У35-2т; У35-2; У35-2+5; УА П35-5	55	УБ35-2т; ПБ35-2; ПБ35-4Б	70	13	ПС - 6Б	97 5	2,473	ПС-35	
<b>18</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Дрезгалово - 2</b>		<b>8,50</b>	<b>9,50</b>											
18.1	участок от № 10 до №	197	8,50	8,50	АС-70	У35-1т,	74	УААГ-35;	78	14	ПС - 6Б	98	1,241	ПС-35	Удовл.



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип	к-во						тип	
	88 ПС Талица	7				У35-1+5		ПБ 35-3; ПБ 35-3т; УБ 35-1т; ПБ 35-1в; ПБ 35-1т.							
18.2	участок от № 1 ПС Дрезгалово до № 10 (по опорам ВЛ-35 кВ "Дрезгалово-1")	1976	0,00	1,00	АС-70										Удовл.
<b>19</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Дружба</b>		<b>12,262</b>	<b>12,262</b>											
19.1	участок от № 3 до № 106 ПС Трубетчино	1983	12,00	12,00	АС-70	У 35-1т; УАП 35-3;	100	УБ 35-1; ПБ 35-1в; ПБ 35-3	103	11			3,627	ПС-35	Удовл.
19.2	участок от № 1 ПС Б. Избищи до № 3 (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ Б - Избищи)	1983	0,262	0,262	АС-70	У 35-2т	1	ПБ 35-2т	3	2			0,262	ПС-35	Удовл.
<b>20</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Знаменка</b>		<b>13,04</b>	<b>13,06</b>											
20.1	участок от № 13 до ПС Знаменка	1980	12,01	12,01	АС-70	У 35-1; УАП 35-3	74	УБ 35-1; ПБ 35-3; УБ 35-1т; УАП - 35; ПБ 35-1т; ПБ 35-1в.	82	16			1,371	С-35	Удовл.
20.2	участок от ПС Астапово до № 13 (опора №1 относится к ВЛ-35 кВ "Первомайская")	1986	1,03	1,05	АС-70	У 35-1	11	УБ 35-1; ПБ 35-1в	12	1			1,05	С-35	Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка	
			к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип								
<b>21</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Каменная Лубна</b>		<b>19,51</b>	<b>23,38</b>										<b>Неуд.</b>		
21.1	участок от № 1 ПС Донская до № 160	1968	19,51	23,38	АС-50	4	У 35-1; У 35-1+5	156	АУБМ-3; УБ 35-11; ПБ 35-3; ПБ 35-1В; П-35; УБ 35-1В	160	18	89 4	ПМ -4,5; ШД -35	1,689	ПС-35	
<b>22</b>	<b>ВЛ - 35 кВ "Компрессорная - Кольбельская" (ВЛ Кольбельская)</b>		<b>8,565</b>	<b>13,292</b>												
22.1	участок от № 26 до № 63 ПС Кольбельская	1969	8,565	8,565	АС-95	0		37	УБ 35-11,1; ПБ 35-1В	37	3	51 9	ПФ-6Б	1,624	С-35	Удовл.
22.2	участок от № 1 ПС Компрессорная до № 26 (по опорам ВЛ-35 кВ "Связь ГКС")	1980	0,000	4,727	АС-95							35 1	ПС 70Д	0		Удовл.
<b>23</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Комплекс</b>		<b>12,225</b>	<b>12,250</b>												
23.1	участок от № 1 ПС Астапово до № 16 (опора № 1 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Головинино")	1986	1,595	1,595	АС-70	3	У 35-1т+5	13	ПУСБ 35-1т; ПБ 35-1В	16	3	20 1	ПС-6Б	1,595	ПС-35	Удовл.
23.2	участок от № 16 до № 91	1974	10,475	10,475	АС-70	5	У 35-1+5; УАП 35-4; У 35-11; ПБ 35-3; ПУСБ 35-1т; УБ 35-11; ПБ 35-11; ПБ	69		74	6	78 0	ПС-6Б	0,984		Удовл.



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по целям		Ж/бетонные	Металлические		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка	
							к-во	тип								к-во
26.1	участок от № 102 до № 169 ПС Культура	1983	7,30	7,30	АС-70	4	У35-1т, У35-1+5	63	УБ 35-1; ПБ 35-1В	67	8	ПС - 70Д	813	1,451	ПС-35	Удовл.
26.2	участок от № 1 ПС Дон до № 102 (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Б - Избищи")	1989	13,70	13,70	АС-95	14	У 35 - 2т; У 35-2.	88	УБ 35-11т; УБ 35-11; ПБ 35-2т; ПБ 35-2	102	27	ПС - 70Д	1611	1,963	ПС-35	Удовл.
<b>27</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Луговая</b>		<b>10,30</b>	<b>13,90</b>												
27.1	участок от № 27 до № 114 ПС Новополянье	1988	10,30	10,30	АС-70	7	У 35-1; У 35-1+5; У 35-1+5т	80	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПБ 35-1В;	87	13	ПС 70Д	1119	1,059	ПС-35	Удовл.
27.2	участок от № 1 ПС Головенцино до № 27 (по опорам ВЛ-35 кВ "Головенцино")	1988	0,000	3,60	АС-70								480	0		Удовл.
<b>28</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Мясонром</b>		<b>12,68</b>	<b>12,68</b>												
28.1	участок от № 1 ПС Гагарино до № 98 ПС Пиково (№ 1 - 12 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Троекурово")	2007	12,68	12,68	АС-95	8	У 35-2т+5; У 110-110-2т+5; У 35-1; У 35-1т; У 35-1т+5	90	УБ 35-1-11.1; ПУСБ 35-4.1т; ПБ 35-4.1т; ПБ 35-3.1	98	16	ПС 70Д	1212	2,147	ЛК-0,8	хор.
<b>29</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Никольское</b>		<b>19,32</b>	<b>19,32</b>												
29.1	участок от № 152 до № 182 ПС Никольское (совместный подвес с	1984	3,82	3,82	АС-70	7	У 35-2т+5; У 35-2т; У 35-2	24	ПБ 35-4; ПБ 35-4т	31	7	ПС-6Б; ПС-70Д	417	2,032	ПС-35	Удовл.





№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка		
							к-во	тип							к-во
<b>Перемычка</b>															
32.1	участок от №48 до №83 ПС Лебедянь ( №48-78 по опорам ВЛ-110 кВ "Лебедянь Левая") (№ 82-83 по опорам ВЛ-35 кВ "Б-Полово")	197 2	0,224	6,715	АС-150		3	УБ35-1; ПЖ-35Я1	3	2	ПС6А	12 76	0,185	ТК-50	Удовл.
32.2	участок от № 1 ПС Дон до №48 ( № 2-47 по опорам ВЛ-110 кВ "Лебедянь Правая")	197 4	0,064	9,41	АС-150		1	УБ35-1	1	1	ПС6А	15 30	0,062	ТК-50	Удовл.
<b>33 ВЛ - 35 кВ Пиково</b>															
33.1	участок от № 39 до № 102 ПС Пиково	198 2	8,70	8,70	АС-70	У 35-1+5; У 35-1	55	УБ 35-1; ПБ 35-1В	63	9	ПС 70Д	75 9	2,845	ПС-35	хор.
33.2	участок от № 1 ПС Чаплыгин Новая до № 39	199 4	5,30	5,30	АС-95	У 35-2г; У 35-1	35	УБ 35-1; ПБ 35-1В	39	8	ПС 70Д	59 2	1,583	ТК-35	хор.
<b>34 ВЛ - 35 кВ Плющовая</b>															
34.1	участок от № 106 до № 164 ПС Агроном (№ 106 - 159 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Б - Верх")	198 8	7,30	7,30	АС-70	У 35-2; У 35-2+5; УА П 35-4	48	ПУСБ 35-4; ПБ 35-2	59	11	ПС 70Д	83 7	1,358	ПС-35	Удовл.
34.2	участок от № 2 до № 106	198 8	11,10	11,10	АС-70	У 35-1	101	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПБ 35-1В	103	8	ПС 70Д	11 35	1,276	ПС-35	Удовл.
34.3	участок от № 1 ПС П. Хрущёво до № 2 (по	198 8	0,00	0,20	АС-70						ПС 70Д	66	0		Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	
					к-во	тип	к-во	тип						
	опорам ВЛ-35 кВ "П-Хрущёво")													
<b>35</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Поллесно - Хрущёво</b>		<b>21,82</b>	<b>21,82</b>										
35.1	участок от № 180 до № 181 ПС П. Хрущёво (Совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Плодовая")	1988	0,20	0,20	АС-70	2	У 35-2Г	0		2	ПС 70Д	72	0,18	ПС-35 Удовл.
35.2	участок от №1ПС Химическая до № 180	1987	21,62	21,62	АС-70	6	У 35-1Г; У 35-1; У 35-1+5Г; УАП 35-4	173	УБ 35-1; ПБ 35-3; ПБ 35-1В	179	ПС 70Д	2187	3,621	ПС-35 Удовл.
<b>36</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Полибино</b>		<b>12,84</b>	<b>12,84</b>										
36.1	участок от № 1 ПС Полибино до № 46 (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Долгое - 1")	1985	6,181	6,181	АС-70	8	У 35-2Г; У 35-2	38	ПБ 35-2	46	ПС-6Б; ПС-70Д	567	1,159	ПС-35 Удовл.
36.2	участок от № 46 до № 95 ПС Берёвка	1976	6,659	6,659	АС-70	7	У 35-1Г;	42	УААГ-35; УБ 35-1Г; ПБ 35-1В; ПБ 35 В	49	ПС-6Б; ПС-70Д	651	1,896	ПС-35 Удовл.
<b>37</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Политово</b>		<b>15,55</b>	<b>15,55</b>										
37.1	участок от № 166 до № 167 ПС Политово (совместный подвес с	1975	0,16	0,16	АС-95	2	У 35-2Г	0		2	ПС 70Д	72	0,16	ТК-50

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	
						к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт				
37.2	ВЛ - 35 кВ "Берёзовка") участок от № 1 ПС Данков Сельская до № 166 ( опора № 2 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Тёплое")	1967	15,39	15,39	АС-50	2	У 35-2т	163	УБ 35-1; ПБ 35-1В; ПБ 35-3	165	6		3,043	ПС-35
<b>38</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Раненбург</b>		<b>8,60</b>	<b>8,60</b>										
38.1	участок от № 1 ПС Компрессорная до № 67 ПС Раненбург	1994	8,60	8,60	АС-70	12	У 35-2т; УС 110-3; У 35-1т+5; У 35-1+5; У 35-1; У 35-1т; У 35-1т+9	55	УБ 35-11т; УБ 35-11; ПБ 35-3т; ПБ 35-3	67	29		3,653	ТК-50
<b>39</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Решетово - Дубрава</b>		<b>7,08</b>	<b>7,10</b>										
39.1	участок от № 1 ПС Россия до № 68 ПС Дубрава (опора №1 относится к ВЛ-35 кВ "Сапрыкино")	1985	7,08	7,10	АС-95	12	У35-1т, У35-2т+5, У35-1т+5, УАП35-6, УС35-3	55	ПБ35-3, ПБ35-1В, УБ35-1; УБ35-1т	67	16		2,946	ПС-35
<b>40</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Рождество с отп. на ПС Сах завод</b>		<b>10,652</b>	<b>14,470</b>										
40.1	участок от № 24 до № 85 ПС Рождество	1975	8,12	8,12	АС-95	3	У35-1; У35-1т	58	ПБ35-1В, УБ-35-	61	11		1,542	ПС-35



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	
к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт	В т.ч. анкерн.							
40.2	участок от № 1 ПС Б - Попово до № 24 ( № 1-7 и №10-24 по опорам ВЛ-35 кВ "Б - Попово")	1980	0,282	4,10	АС- 95			2	УБ 35-1	2		404	0	хор.
40.3	отпайка к ПС Сах. Завод	1975	2,25	2,25	АС- 50			4	У35-1т+5	15		228	0	хор.
<b>41</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Рождество - 1</b>		<b>10,92</b>	<b>10,92</b>										
41.1	участок от № 90 до № 106 ПС Яблонево ( совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Яблониново")	1990	1,80	1,80	АС-70			2	У35-2т+5; У35-2т.	15		190	1,86	хор.
41.2	участок от № 1 ПС Рождество до № 90	1990	9,12	9,12	АС-70			6	У35-1+5; У35-1.	83		1020	1,832	хор.
<b>42</b>	<b>ВЛ - 35 кВ "Россия - Сапрыкино" ( ВЛ Сапрыкино)</b>		<b>13,30</b>	<b>13,32</b>										
42.1	участок от ПС Россия до ПС Сапрыкино ( опора № 1 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Р - Дубрава")	1977	13,30	13,32	АС-70			3	У35-1т, У35-1; У35-2т.	94		1158	2,371	хор.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка	
						к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка	
<b>43</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Связь ГКС</b>		<b>11,757</b>	<b>11,757</b>												
43.1	участок от №14 до №41	1968	5,379	5,379	АС-95	0		26	УБ 35-11,1; ПБ 35-1В	26	7	ПС-6Б; ПС-70Д	363	0		Удовл.
43.2	участок от №41 до №66 ПС Компрессорная (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Колыбельская")	1980	4,727	4,727	АС-95	2	У 35-2; У 35-2т	24	ПУСБ 35-4; ПБ 35-2	26	4	ПС 70Д	327	1,165	ТК-35	Удовл.
43.3	участок от №1 ПС Чаплыгин Новая до №14 (совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Новополянье")	1994	1,651	1,651	АС-95	3	У 35-2т	11	ПБ 35-2	14	3	ПС 70Д	204	1,649	ТК-35	Удовл.
<b>44</b>	<b>ВЛ - 35 к Сергиевка</b>		<b>10,48</b>	<b>10,50</b>												
44.1	участок от №1 ПС Троекурово Совхозная до №73 ПС Сергиевка (опора №1 относится к ВЛ-35 кВ "Троекурово-Совхозная")	1966	10,48	10,50	АС-50-8,00; АС-70-1,40.	1	У 35-1т+5	71	УБ 35-1т; УБ 35-1; ПБ 35-3т; ПБ 33	72	9	ПМ-4,5	849	2,796	С-50	Удовл.
<b>45</b>	<b>ВЛ - 35 кВ Теплое с отп. на ПС Д. Сельская</b>		<b>27,788</b>	<b>29,323</b>												
45.1	участок от №13 до №155	1985	19,657	19,657	АС-70	1	У 35-1	140	АУБ 35-1В; ПБ 35-3; ПБ 35-1В	141	15	ПФ-6Б; ПМ 4,5; ПС 70Д	1728	0		Удовл.



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка	
						к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт						
47.1	участок от № 1 ПС Гагарино до № 65 ПС Троекурово ( № 1 - 12 по опорам ВЛ-35 кВ "Мясопром")	1974	7,65	8,70	АС-70	4	УАП 35-3т; УАП 35-5	49	ПБ 35-1т; ПБ 35-1в	53	4		60 3	2,616	С-35	Удовл.
48	<b>ВЛ - 35 кВ Троекурово Совхозная</b>		10,50	10,80												
48.1	участок от № 7 до № 65 ПС Троекурово Совхозная ( опора № 65 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Сергиевка")	1969	10,50	10,50	АС-95	1	У 2 - П	57	ПУБ 35-3-1т; ПУБ 35-3-1; ПБ 35-3т; ПБ 35-3	58	5		69 4	3,1	ТК-35	Удовл.
48.2	участок от № 1 ПС Лебедянь до № 7 (по опорам ВЛ-35 кВ "Агроном")	1969	0,000	0,30	АС-50								13 2	0		Удовл.
49	<b>ВЛ - 35 кВ Шовское</b>		14,28	14,30												
49.1	участок от № 1 ПС Культура до № 119 ПС Первомайская (опора № 119 относится к ВЛ-35 кВ "Первомайская")	1979	14,28	14,30	АС-70	3	У 35-2т ; У 35-1т.	115	ПБ 35-3; ПБ 35-3т; ПУСБ 35-1т; ПУСБ 35-1; ПВС 1т; ПВС -1	118	15		13 74	2,43	ПС-35; С-35	Удовл.
50	<b>ВЛ - 35 кВ Яблоневое</b>		11,215	13,50												
50.1	участок от № 17 до № 132 ПС Красное ( № 124 - 128 по опорам	1990	11,215	11,70	АС-70	5	У35-1+5, УАП35-4,	105	ПБ35-1в, ПБ35-2в, УБ35-11	110	16		13 10	0,451	ПС-35	хор.



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по целям		Ж/бетонные	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка			
												Металлические	Всего, шт	
						к-во	тип	к-во	тип					
	ВЛ - 35 кВ "Дрезгалово - 1" ( № 130 - 132 совместный подвес с ВЛ - 35 кВ "Красное - 1" )						У35-1т							
50.2	участок от № 1 ПС Яблоново до № 17 ( по опорам ВЛ-35 кВ "Рождество-1" )	1990	0,000	1,80	АС-70					ПС-70Д	195			хор.
	<b>ИТОГО по 35 кВ Лебелянского участка</b>		<b>672,3</b>	<b>773,34</b>		<b>398</b>		<b>5140</b>			<b>5538</b>			
<b>ВЛ 35 кВ Елецкого участка</b>														
<b>1</b>	<b>ВЛ 35 кВ Авангард</b>		<b>15,2</b>	<b>16,77</b>		<b>10</b>		<b>76</b>			<b>86</b>		<b>1,2</b>	<b>Удовл.</b>
1.1	по опорам ВЛ 35 кВ ТЭЦ: оп.1-18, двухцепной участок	1977		1,57						ПФ6-В	267			
1.2	оп.18-63	1972	9,2	9,2		3	У-35-1, У110-2	42	АБ35-7, ПБ25-15, ПУБ35-1, ПУБ35-2	ПФ6-В	465		-	
1.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Хитрово: оп.63-104, двухцепной участок	1989	6	6		7	У35-2+5, У35-2	34	ПБ35-2, 2УБ35-11	ПС70-Д	504		1,2	ПС-35
<b>2</b>	<b>ВЛ 35 кВ Аврора</b>	<b>1979</b>	<b>10,3</b>	<b>10,3</b>		<b>22</b>		<b>47</b>			<b>1077</b>		<b>2,26</b>	<b>Удовл.</b>
2.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Казачье: оп.1-37, двухцепной участок	1990	5,5	5,5	АС-70	15	У35-2, У35-2+5, У110-	22	ПУСБ35-4, ПУСБ35-1, ПБ35-	ПС70-Д	654		1	ПС-35

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка		
							к-во	тип								
2.2	оп.37-66	1979	4,4	4,4	АС-70	4	У35-1	25	УБ35-1, ПБ35-1в, ПБ35-5в	29	6	ПС70-Д	351	0,9	ПС-35	
2.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Ольшанец: оп.66-69, двухцепной участок	1979	0,4	0,4	АС-70	3	У35-2+5, У35-2т	0	-	3	3	ПС70-Д	72	0,36	ПС-35	
3	ВЛ 35 кВ Афанасьев	1978	7,8	7,8		12		50		62	14		768	3,28		Удовл.
3.1	оп.1-42	1978	5,8	5,8	АС-70	5	УАП35-1, УАП35-2, УАП35-3	37	УБ35-1, ПБ35-1в, ПБ35-1вт, ПБ35-3т, ПБ35-5в	42	7	ПС70-Д	483	1,32	ПС-35	
3.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Чернава: оп.42-62, двухцепной участок	1978	2	2	АС-70	7	У35-2, У35-2+5	13	ПБ35-2вт, ПБ35-4	20	7	ПС70-Д	285	1,96	ПС-35	
4	ВЛ 35 кВ Большая Боевка оп.1-99. оп.91-99 2-х цеп. дл. = 0,7 км	1983	9,4	10,1	АС-70	10	У35-1, У35-2, УАП35-3	89	ПБ35-1в, АБ35-1, ПБ35-6	99	18	ПФ6-В	1161	2,5	ПС-35	Удовл.
5	ВЛ 35 кВ Бабарыкино оп.1-141	1980	16,8	16,8	АС-70	11	У35-1, У35-2, УАП35-3	130	УБ35-1, ПБ35-3, ПБ35-1вт, ПУСБ35-1	141	20	ПФ6-В	1706	3,15	ПС-35	Удовл.
6	ВЛ 35 кВ Борки		14,7	14,7		8		67		75	10		825	3,3		Удовл.
6.1	оп.1-73	1973	14,65	14,65	АС-95	6	У35-1, У35-2,	67	ПУБ35-1, ПБ-33,	73	8	ПС70-Д	777	3,25	С-35	



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Ж/бетонные	Металлические	Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка		
						к-во	тип	к-во	тип						
6.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Гагище: оп.73-75, двухцепной участок	1981	0,05	0,05	АС-95	2	У35-2	0	-	2	2	ПС70-Д	48	0,05	С-35
7	ВЛ 35 кВ Васильевка оп.1-56	1979	8,34	8,34	АС-95	5	У35-1+5, У35-2+5, У110-1+9	51	УБ35-1, НБ35-1, НБ35-1в	56	15	ПС6-В	729	2,8	ПС-35 Удовл.
8	ВЛ 35 кВ Веселое оп.1-94. (оп.1-9 2-х цеп. дл. = 1 км 2-ая ц. недейст.)	1983	9,8	10,8	АС-70	8	У35-1, У35-2, У35-1+5	86	УБ35-1, ПУСБ35-1вт, НБ35-2, НБ35-3, НБ35-1в, НБ110-5, НБ110-8	94	11	ПС70-Д	1011	4	ПС-35 Удовл.
9	ВЛ 35 кВ Волово оп.1-114	1979	17,26	17,26	АС-95	8	У35-1	106	УБ35-1, НБ35-1, НБ35-1в, НБ35-1в	114	23	ПС6-В	1446	2,7	ПС-35 Удовл.
10	ВЛ 35 кВ Вольный оп.1-116	1978	12,35	12,35	АС-70	-	-	116	УБ35-1, УБ35-1в, НБ35-4б, НБ35-3г, НБ35-5в, НБ35-7в	116	18	НФ6-В, ПС70-Д	1356	3,5	ПС-35 Удовл.

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	
к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип	к-во						тип
<b>11</b>	<b>ВЛ 35 кВ Воронеж</b>		<b>2,6</b>	<b>9</b>		<b>5</b>		<b>14</b>		<b>19</b>		<b>0,95</b>		<b>Удовл.</b>
11.1	по опорам ВЛ 35 кВ Казаки оп.1-41, двухцепной участок	1983		6,4	АС-95						ПФ6-В	654		
11.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Казаки: оп.41-60, двухцепной участок	1983	2,6	2,6	АС-95	5	У35-2, У35-2+5	14	ПБ35-2, ПБ35-2Г, ПБ35-2Т, ПЖЛ35-А	19	5	300	0,95	ПС-35
<b>12</b>	<b>ВЛ 35 кВ Восточная</b>		<b>5,9</b>	<b>11,8</b>		<b>23</b>		<b>18</b>		<b>41</b>		<b>1350</b>		<b>Удовл.</b>
12.1	левая, правая: оп.1-22, двухцепной участок	1977	3	6	АС-95	9	2АПТ, 2УП, 2П, 2УПТ, 2АП-2, У35-2, У35-2+5, У110-2П	13	ПБ35-1, ПБ35-2В	22	9	666	3	С-35
12.2	оп.22-28, двухцепной участок	1973	1,06	2,12	АС-95			5	ПБ35-1, ПБ35-2В	5		90	0,86	С-35
12.3	левая, правая оп.28-41, двухцепной участок	1965	1,84	3,68	АС-95	14	2АПТ, 2УП, 2П,		ПБ35-1, ПБ35-2В	14	11	594	2,04	С-35



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
							к-во	тип							
13	ВЛ 35 кВ Вторые Тербуны	1982	13,55	13,55		13	122	135	18	1485	2,44	Удовл.			
13.1	оп.1-94	1982	9,05	9,05	АС-70	2	92	94	9	981	1,2	ПС-35			
13.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Рассвет: оп.94-135, двухцепной участок	1982	4,5	4,5	АС-70	11	30	41	9	504	1,24	ПС-35			
14	ВЛ 35 кВ Гагине		7,9	7,95		7	35	42	7	531	2,8	Удовл.			
14.1	по опорам ВЛ 35 кВ Борки: оп.1-2, двухцепной участок	1981	0,05	0,05	АС-95					48					
14.2	оп.2-44	1973	7,9	7,9	АС-35	7	35	42	7	483	2,8	ТК-50			
15	ВЛ 35 кВ Гнилуша оп.1-75	1971	14	14	АС-95	14	61	75	14	909	2,35	С-35 Удовл.			
16	ВЛ 35 кВ Голиково оп.1-46	1970	8,62	8,62	АС-95-150	8	38	46	12	618	3,34	С-35 Удовл.			
17	ВЛ 35 кВ Грызлово		10,6	11,28		9	53	62	10	810	1,87	Удовл.			
17.1	по опорам ВЛ 35 кВ Свишни оп.1-8, двухцепной участок	1996	0,68	0,68	АС-70					102					

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка			
							к-во	тип							Всего, шт	
17.2	оп.9-13	1996	0,53	0,53	АС-70	1	У35-2, У1мн	4	УБ35-11, ПБ35-3вт	5	2	ПС70-Д	75	0,53	С-35	
17.3	оп.14-70	1971	10,07	10,07	АС-50	8	У5мн, У1мн	49	ПУВ-1, ПВ-1	57	8	ПФ6-В	633	1,34	С-35	
18	ВЛ 35 кВ Донская оп.1-27	1967	5,01	5,01	АС-95	2	У35-2	25	ПБ-33, АУБМ6-0-1	27	7	ПС70-Д	348	5,01	С-35	Удовл.
19	ВЛ 35 кВ Дубовое		8	9,17		10		40		50	10		744	2,6		Удовл.
19.1	по опорам ВЛ 35 кВ Лазовка оп.1-11, двухцепной участок	1983	1,17	2,34	АС-95	3	У35-2т, У35-2т+5	8	ПБ35-2	11	3	ПФ-6В	288	1,2	ПС-35	
19.2	оп.11-50	1971	6,83	6,83	АС-95	7	У1мн	32	ПБ-33	39	7	ПС-70Д	456	1,4	С-35	
20	ВЛ 35 кВ Дубрава		10,15	10,75		6		100		106	13		1281	2,53		Удовл.
20.1	оп.1-106	1985	10,15	10,15	АС-70	6	У35-2т+5, У35-1, УАП35-3, УАП35-6	100	УБ35-1, ПБ35-1в, ПБ35-3	106	13	ПС70-Д	1149	2,53	ПС-35	
20.2	по опорам ВЛ 35 кВ Чернолес оп.106-114, двухцепной участок	1985		0,6	АС-70								132			
21	ВЛ 35 кВ Жерновое		14,2	14,2		6		136		142	14		1488	3,4		Удовл.
21.1	оп.1-78	1977	7,4	7,4	АС-70			78	УА35-4в, УБ35-1т, УП35-4в, ПУСБ35-1, П35-4вт, П35-4в,	78	8	ПС-70Д	822	2	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка			
							к-во	тип							к-во	тип
21.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Ломовец: оп.78-142, двухцепной участок	1994	6,8	6,8	АС-70	6	У35-2+5, У35-2+5, У35-2Г	58	ПБ35-4В, ПБ110-8, ПБ35-4.1, ПБ35-4.1Г, ПУСБ35-2,1	64	6	ПС70-Д	666	1,4	ПС-35	
<b>22</b>	<b>ВЛ 35 кВ Заюнск</b>		<b>10,7</b>	<b>10,7</b>		<b>17</b>		<b>40</b>		<b>57</b>	<b>20</b>		<b>813</b>	<b>3,23</b>		<b>Удовл.</b>
22.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Казачье: оп.1-15, двухцепной участок	1972	2,27	2,27	АС-95-120	12	П-4М, У2М-2	3	ПБ-22	15	11	ПС-70Д	300	2,27	С-35	
22.2	оп.15-55	1972	8,26	8,26	АС-95	4	У35-1	36	АБ35-7, КБ36-1Г	40	8	ПФ6-В	480	0,79	С-35	
22.3	оп.56-57	1999	0,17	0,17	АС-95	1	У2М-2, У35-2	1	ПБ-33, ПБ-33-1Г, УБ35-11.1	2	1	ПС-70Д	33	0,17	С-35	
<b>23</b>	<b>ВЛ 35 кВ Захаровка</b>		<b>11,8</b>	<b>11,8</b>		<b>10</b>		<b>55</b>		<b>65</b>	<b>14</b>		<b>795</b>	<b>2,2</b>		<b>Удовл.</b>
23.1	оп.1-56	1974	10,8	10,8	АС-95	6	У35-1, У35-2	50	УБ35-1, АБ35-7, КБ35-3, ПУБ35-1, ПУБ35-3, ПБ35-3, ПБ-33	56	10	ПС-70	654	1,2	С-35	
23.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Свобода: оп.65-56, двухцепной участок	1983	1	1	АС-95	4	У35-2+5, У35-2	5	ПБ35-2Г	9	4	ПС70-Д	141	1	ПС-35	
<b>24</b>	<b>ВЛ 35 кВ Измалково</b>		<b>7,3</b>	<b>11,5</b>		<b>2</b>		<b>54</b>		<b>56</b>	<b>5</b>		<b>981</b>	<b>1,56</b>		<b>Удовл.</b>

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
			к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт	ПС-70Д						ПФ6-В	
24.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Панкратовка: оп.1-10, двухцепной участок	1973	1,6	1,6	АС-50	2	У35-2	8	ПБ-22	10	2	ПС-70Д	138	1,56	С-35
24.2	оп.10-58	1998	5,7	5,7	АС-50	-	-	46	УБ35-1, ПБ35-1, ПБ35-1В	48	3	П-4,5, ПС70-Д	459	-	-
24.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Кириллово: оп.58-93, двухцепной участок	1989	4,2	4,2	АС-70							ПС70-Д	384		
<b>25</b>	<b>ВЛ 35 кВ Казань</b>		<b>24,1</b>	<b>26,7</b>		<b>30</b>		<b>141</b>		<b>171</b>	<b>48</b>		<b>2697</b>	<b>2,7</b>	<b>УДОВЛ.</b>
25.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Воронеж: оп.1-41, двухцепной участок	1983	6,4	6,4	АС-95	12	У35-2, У35-2Т, У35-2+5, УС110-8	29	ПБ35-2, ПБ35-2Т, ПЖЛ35-4	41	19	ПФ6-В	654	1,6	ПС-35
25.2	отпайка на ПС 35 кВ Воронеж по опорам ВЛ 35 кВ Воронеж: оп.41-60, двухцепной участок	1983	2,6	2,6	АС-95							ПФ6-В	300		
25.3	оп.41-171	1983	17,7	17,7	АС-95	18	У35-1, У35-1+5, У35-1+5, УАП35-2, 3(У110-1+9), У110-	112	ПБ35-1, ПБ35-3, ПБ35-1В, УБ35-1	130	29	ПС70-Д	1743	1,1	ПС-35



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка	
						к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт				
<b>26</b>	<b>ВЛ 35 кВ Казачье</b>		<b>2,6</b>	<b>11,07</b>		<b>5</b>	2+9	<b>14</b>		<b>19</b>	<b>6</b>	<b>1287</b>	<b>2,1</b>	<b>Удовл.</b>
26.1	по опорам ВЛ 35 кВ Тешевка: оп.1-6, двухцепной участок	1970		0,7	АС-95					<b>0</b>		72	ПС70-Д	
26.2	оп.6-8; оп.11	1970	0,36	0,36	АС-95	2	У35-2	2	ПБ-26, УБ35-1, ПУСБ35-1	<b>4</b>	2	66	ПС70-Д	С-35
26.3	оп.8-10	1979	0,24	0,24	АС-95	0	-	2	УБ35-1, ПУСБ35-1	<b>2</b>	1	33	ПС70-Д	С-35
26.4	по опорам ВЛ 35 кВ Задонск (оп.10-25, двухцепной участок)	1972		2,27	АС-95-120					<b>0</b>		300	ПС70-Д	
26.5	оп.25-39	1979	2	2	АС-70	3	У35-2, У35-1+5, У35-2, УАП35-6	10	УБ35-1, ПБ35-1В, ПБ35-5В	<b>13</b>	3	162	ПС70-Д	ПС-35
26.6	по опорам ВЛ 35 кВ Аврора оп.39-75, двухцепной участок	1990		5,5	АС-70					<b>0</b>		654	ПС70-Д	
<b>27</b>	<b>ВЛ 35 кВ Калабино</b>		<b>18,4</b>	<b>18,4</b>		<b>2</b>		<b>182</b>		<b>184</b>	<b>30</b>	<b>2106</b>	<b>3,04</b>	<b>Удовл.</b>
27.1	оп.1-182	1977	18,2	18,2	АС-70	1	УАП 35-1	181	УБ35-1, ПП35-46, П35-46т, ПБ35-3, УА35-46, УП35-46,	<b>182</b>	28	2058	ПС70-Д	ПС-35

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экспл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка		
							к-во	тип								
27.2	оп.182-184	1979	0,2	0,2	АС-70	1	УАП 35-1	1	УБ35-1	2	2	ПС70-Д	48	0,2	ПС-35	
<b>28</b>	<b>ВЛ 35 кВ Каменка</b>		<b>14,46</b>	<b>15,64</b>		<b>7</b>		<b>104</b>		<b>111</b>	<b>9</b>		<b>1350</b>	<b>1,3</b>		<b>Удовл.</b>
28.1	по опорам ВЛ 35 кВ Плоское: оп.1-9, двухцепной участок	1968		1,18	АС-50, АС-95							ПС-70Д	216			
28.2	оп.19-120	1985	14,46	14,46	АС-95	7	У35-1, У35-1+5, УАП35-6	104	УБ35-1, ПБ35-1, ПБ35-3, ПУСБ35-1, ПБ35-1В	111	9	ПС6-Б	1134	1,3	ПС-35	
<b>29</b>	<b>ВЛ 35 кВ Кириллово</b>		<b>21</b>	<b>21</b>		<b>13</b>		<b>184</b>		<b>197</b>	<b>28</b>		<b>2274</b>	<b>3,4</b>		<b>Удовл.</b>
29.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Измалково: оп.1- 36, двухцепной участок	1989	4,2	4,2	АС-70	4	У35-2	32	ПБ35-2	36	4	ПС70-Д	384	1,4	ПС-35	
29.2	оп.36-197	1989	16,8	16,8	АС-70	9	У35-1, УАП-6, У35-2, У35-2-5	152	У35-11, ПБ35-3, ПБ35-16	161	24	ПС70-Д	1890	2	ПС-35	
<b>30</b>	<b>ВЛ 35 кВ Князево</b>		<b>17,9</b>	<b>18,2</b>		<b>12</b>		<b>161</b>		<b>173</b>	<b>15</b>		<b>1863</b>	<b>1,19</b>		<b>Удовл.</b>
30.1	оп.1-173	1987	17,9	17,9	АС-70	12	У35-2+5, У35-1, УАП35-6, УАП35-3	161	ПБ35-3, ПБ35-1В, УБ35-1	173	15	ПС70-Д	1782	1,19	ПС-35	
30.2	по опорам ВЛ 35 кВ	1987		0,3	АС-70							ПС70-Д	81			

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка			
						к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт						
	Рассвет: оп.177-173, двухцепной участок															
31	ВЛ 35 кВ Колесово оп.1-84	1972	18	18	АС-95	7	У-35-1, У35-2	77	АБ35-7, КБ35-1, ПУБ35-3, ПУБ35-15	84	13	ПФ6-В	975	2,3	С-35	Удовл.
32	ВЛ 35 кВ Красная Пальна		13,8	15,4		3		98		101	11		1212	1,55		Неуд.
32.1	по опорам ВЛ 35 кВ Плоское оп.1-12, двухцепной участок	1972		1,6	АС-70								138			
32.2	оп.12-113	1967	13,8	13,8	АС-50	3		98	АУАМ-3, АУАМ-3В, АУАМ-3+3, УА, ПВС-1, ПБ-35	101	11		1074	1,55	ПС-35	
33	ВЛ 35 кВ Красотыновка оп.1-163	1981	18,9	18,9	АС-70	14	УАП-35-3, УАП-35-6, У35-1, У35-2г, У110-1+9	149	Ун35-1, УНБ35-3, ПБ35-1в, ПБ35-3, ПУСБ35-1	163	28	ПС70-Д	1887	2,8	ПС-35	Удовл.
34	ВЛ 35 кВ Ксизово		15,71	16,08		12		109		121	20		1389	2,32		Удовл.
34.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Дмитрияшевка:	1989	0,37	0,74	АС-70	2	У35-2	2	ПБ35-2	4	2		66	0,37	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
						к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт					
	оп.1-4, двухцепной участок														
34.2	оп.4-119	1988	15,22	15,22	АС-70	8	У35-1	107	УБ95-116/о, ПБ35-1в, ПБ35-3, ПБ35-1	115	16	ПС70-Д	1275	1,85	ПС-35
34.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Ольшанец: оп.119-121, двухцепной участок	1988	0,12	0,12	АС-70	2	У35-2г, У35-2г-5			2	2	ПС70-Д	48	0,1	ПС-35
35	ВЛ 35 кВ Лебяжье оп.1-246	1977	25,2	25,2	АС-70	6	У35-1г, УАП35-2г, УАП35-5	240	ПУС35-4б, ПУС35-1, ПС35-4б, ПС35-4б, ПБ35-1, ПБ35-3г, ПБ35-7б	246	28	ПС6-А	2634	3,06	ПС-35 Удовл.
36	ВЛ 35 кВ Ломовен		13,1	19,9		2		128		130	8		1956	1,7	Удовл.
36.1	по опорам ВЛ 35 кВ Жерновное оп.1-64, двухцепной участок	1994		6,8	АС-70										
36.2	оп.64-194	1977	13,1	13,1	АС-70	2	УАП35-5,	128	УА35-4в, УБ35-1г,	130	8	ПС70-Д	1290	1,7	ПС-35



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Всего, шт	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	
к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип	Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Всего, шт						Тип изоляторов
<b>37</b>	<b>ВЛ 35 кВ Негачёвка</b>		<b>20,1</b>	<b>24,5</b>		<b>4</b>	<b>113</b>	<b>117</b>	<b>11</b>	<b>1590</b>	<b>2,81</b>		<b>Удовл.</b>	
37.1	по опорам ВЛ 35 кВ Озерки оп.1-33, двухцепной участок	1984	4,4		АС-70					ПС12-А, ПС6-А	372			
37.2	оп.33-150	1972	20,1	20,1	АС-50	4	113	117	11	ПС70-Д	1218	2,81	ПС-35	
<b>38</b>	<b>ВЛ 35 кВ Озерки</b>		<b>18,4</b>	<b>18,4</b>		<b>8</b>	<b>109</b>	<b>117</b>	<b>16</b>	<b>1293</b>	<b>2,2</b>		<b>Удовл.</b>	
38.1	оп.1-84	1972	14	14	АС-50	4	80	84	11	ПС6-А, ПС12-А	921	1,1	ТК-50	
38.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Негачевка: оп.84-117, двухцепной участок	1984	4,4	4,4	АС-70	4	29	33	5	ПС12-А, ПС6-А	372	1,1	С-35	
<b>39</b>	<b>ВЛ 35 кВ Ольшанин</b>		<b>29,53</b>	<b>30,05</b>		<b>19</b>	<b>216</b>	<b>235</b>	<b>40</b>	<b>2811</b>	<b>5,09</b>		<b>Удовл.</b>	
39.1	по опорам ВЛ 35 кВ Аврора оп.1-3, двухцепной участок	1979	0,4		АС-70					ПС70-Д	48			
39.2	оп.3-133	1977	16,5	16,5	АС-70	12	118	130	21	ПС70-Д	1485	1,42	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка			
							к-во	тип							к-во	тип
39.3	оп.133-144	1979	1,5	1,5	АС-70	2	У35-1, У35-1+5, УАП35	9	УБ35-1, ПБ35-1вт, ПБ35-1в, ПБ35-5в, ПБ35-3	11	5	ПФ6-В, ПС70-Д	174	1	ПС-35	
39.4	отпайка на ПС 35 кВ Ольшанец оп.136-105а	1988	11,53	11,53	АС-70	5	У35-1т, УАП35-5, У35-2т	89	УБ35-1, УБ35-116/о, ПБ35-1в	94	14	ПС70-Д	1056	2,67	С-35	
39.5	по опорам ВЛ 35 кВ Ксизово: оп.105а-106а, двухцепной участок	1988		0,12	АС-70								48			
<b>40</b>	<b>ВЛ 35 кВ Панкратовка</b>		<b>12,8</b>	<b>14,4</b>		<b>3</b>		<b>111</b>		<b>114</b>	<b>12</b>		<b>1350</b>	<b>1,07</b>		<b>Улюб.</b>
40.1	оп.1-114	1992	12,8	12,8	АС-70	3	У35-2т, У35-1	111	УБ35-11, 2УБ35-11, ПБ35-3в, ПБ35-3	114	12	ПС70-Д	1212	1,07	ПС-35	
40.2	по опорам ВЛ 35 кВ Измалково: оп.114-123, двухцепной участок	1973		1,6	АС-50								138			
<b>41</b>	<b>ВЛ 35 кВ Плоское</b>		<b>7,38</b>	<b>7,38</b>		<b>13</b>		<b>40</b>		<b>53</b>	<b>17</b>		<b>732</b>	<b>2,08</b>		<b>Неуд.</b>
41.1	совместный подвес с ВЛ	1968	1,18	1,18	АС-50,	9	КВ11-		-	9	9	ПС-70Д	216	1,18	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
							к-во	тип							
	35 кВ Каменка: оп.1-9, двухцепной участок				АС-95										
41.2	оп.9-41	1967	4,6	4,6	АС-50	2	АБЗА-1	30	АУАМ-3т, АУАМ-3т, ПБ35-1, ПВС-1	32	6	ПС-70Д	378	0,9	ПС-35
41.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Красная Пальна: оп.41-53, двухцепной участок	1972	1,6	1,6	АС-70	2	У35-2	10	ПБ-22	12	2	ПС6-А	138		
42	ВЛ 35 кВ Плоты оп.1-84	1985	9,85	9,85	АС-70	10	У35-1, У35-5, У35-1, УАП35-3, УАП35-6	74	УБ35-1, ПБ35-1в, ПБ35-3	84	15	ПС6-Б	1047	3,15	ПС-35 Удовл.
43	ВЛ 35 кВ Преображенье оп.1-201	1982	21,4	21,4	АС-70	19	У35-1, У35-2, У35-2+5, У110-4+5, УАП36-6	182	УБ35-1, ПБ35-1, ПБ35-1в, ПБ35-2, ПБ35-3	201	27	ПС70-Д	2214	3,5	ПС-35 Удовл.
44	ВЛ 35 кВ Рассвет		14,6	19,1		7		132		139	11		1920	1	Удовл.
44.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Князево оп.1-4,	1987	0,3	0,3	АС-70	3	У35-2	1	ПБ35-2	4	3	ПС70-Д	81	0,3	ПС-35

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка
					к-во	тип	к-во	тип							
	двухцепной участок														
44.2	оп.4-139	1987	14,3	14,3	АС-70	4	У35-1, УАП35-6	131	УБ35-1, ПБ35-3, ПБ35-1В	135	8	ПС70-Д	1335	0,7	ПС-35
44.3	по опорам ВЛ 35 кВ Вторые Тербуны: оп.139-178, двухцепной участок	1982		4,5	АС-70								504		
<b>45</b>	<b>ВЛ 35 кВ Свишни</b>		<b>11,82</b>	<b>12,08</b>		<b>3</b>		<b>77</b>		<b>80</b>	<b>8</b>		<b>883</b>	<b>2,55</b>	<b>Удовл.</b>
45.1	по опорам ВЛ 35 кВ Стегаловка: оп.1-3, двухцепной участок	1971		0,26	АС-95								70		
45.2	оп.4-71	1971	10,39	10,39	АС-50	1	У1мн	67	УБ35-11,1, ПБ35-15, ПБ-1, ПУВ-1	68	5	ПФ6-В	651	1,12	ТК-35
45.3	оп.71-75	1996	0,75	0,75	АС-70			4	УБ35-11,1, ПБ35-15, ПБ-1, ПУВ-1	4	1	ПФ6-В	60	0,75	ТК-35
45.4	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Грызлово: оп.75-83, двухцепной участок	1996	0,68	0,68	АС-70	2	У35-2+5, У35-2	6	ПБ35-4,1Г	8	2	ПС70-Д	102	0,68	С-35
<b>46</b>	<b>ВЛ 35 кВ Свобода</b>		<b>5,2</b>	<b>6,2</b>		<b>0</b>		<b>25</b>		<b>25</b>	<b>2</b>		<b>396</b>	<b>1,5</b>	<b>Удовл.</b>
46.1	оп.1-25	1974	5,2	5,2	АС-95	0	-	25	КБ35-1, КБ35-1, ПУБ35-3, ПБ-33	25	2	ПС70-Д	255	1,5	С-35
46.2	по опорам ВЛ 35 кВ	1983		1	АС-95								141		



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)
			по трассе	по цепям		Ж/бетонные	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка			
												Металлические	Всего, шт	
					к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип	к-во	тип
	Захаровка оп.25-34, двухцепной участок													
<b>47</b>	<b>ВЛ 35 кВ Скорняково</b>		<b>16,05</b>	<b>17,63</b>		<b>19</b>	<b>114</b>	<b>133</b>	<b>31</b>		<b>1865</b>	<b>3,65</b>	<b>Удовл.</b>	
47.1	по опорам ВЛ 35 кВ Тихий Дон: оп.1-9, двухцепной участок	1987		1,25	АС-95									
47.2	оп.9-142, в т.ч. 2-х цеп. переход через р.Дон = 0,33 км	1997	16,05	16,38	АС-95	19	114	133	31			3,65	ТК-35	
<b>48</b>	<b>ВЛ 35 кВ Солидарность левая, правая (оп.1-21, двухцепной участок)</b>	<b>1977</b>	<b>2,53</b>	<b>5,06</b>	<b>АС-95</b>	<b>8</b>	<b>13</b>	<b>21</b>	<b>8</b>		<b>930</b>	<b>2,53</b>	<b>ПС-35 Удовл.</b>	
<b>49</b>	<b>ВЛ 35 кВ Стегаловка</b>	<b>1971</b>	<b>12,52</b>	<b>12,52</b>		<b>14</b>	<b>47</b>	<b>61</b>	<b>14</b>		<b>761</b>	<b>4,96</b>	<b>Удовл.</b>	
49.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Тимирязево: оп.1-16, двухцепной участок	1971	3,03	3,03	АС-95	6	10	16	6			3,03	С-35	
49.2	оп.16-59	1971	8,8	8,8	АС-95	6	36	42	6			1,67	ТК-50	
49.3	по опорам ВЛ 35 кВ Тимирязево: отпайка на Тимирязево, (оп.17-19, двухцепной участок)	1977	0,43	0,43	АС-95									
49.4	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Свишни: оп.59-61, двухцепной участок	1971	0,26	0,26	АС-95	2	1	3	2			0,26	ТК-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по цепям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка	
							к-во	тип								к-во
50	ВЛ 35 кВ Талица оп.1-90	1969	15,5	15,5	АС-70	7	АБЗА-1, У60БЗ А-1, У110+5	83	АБ35-5, АБ35-7, ПБ35-3, ПУБ35-3, ПБС-1, ПП35-3, ПП35-15	90	16	ПМ-4,5, ПС70-Д	1050	1,98	С-35	Удовл.
51	ВЛ 35 кВ Гешевка		1,2	1,2		3	У110+9	6		9	4		153	1,2		Удовл.
51.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Казачье: оп.1-6, двухцепной участок	1970	0,7	0,7	АС-95	3	У2МН, У35-2	3	ПБ-26	6	3		99	0,7	С-35	
51.2	оп.6-9	1970	0,5	0,5	АС-95		-	3	ПБ-26, КБ35-1	3	1		54	0,5	С-35	
52	ВЛ 35 кВ Гимирязево		0,43	3,46		2		1		3	2		304	0,43		Удовл.
52.1	по опорам ВЛ 35 кВ Стегаловка: оп.1-16, двухцепной участок	1971		3,03	АС-95								234			
52.2	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Стегаловка: отпайка на Тимирязево, оп.16-19, двухцепной участок	1977	0,43	0,43	АС-95	2	У35-2	1	ПБ35-2	3	2		70	0,43	ПС-35	
53	ВЛ 35 кВ Тихий Дон		9,52	9,52		14		63		77	19		988	3,44		Удовл.
53.1	отпайка на ПС 35 кВ Тихий Дон, оп.1-11	1997	1,1	1,1	АС-95	4	У35-2Т, У35-1+5Т	7	ПБ35-3,1Т	11	4		169	1,1	ПС-35	
53.2	отпайка на ПС 35 кВ	1987	7,17	7,17	АС-95	7	У35-1, У110-	50	ПБ35-1В, ПБ35-3,	57	12		693	1,14	ПС-35	

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка		
							к-во	тип							Всего, шт
	Тихий Дон, оп.11-68							УБ35-1							
53.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Скорняково: оп.68-77, двухцепной участок	1987	1,25	1,25	АС-95	3	У35-2, У35-2+5	6	ПБ35-2Г	9	3	ПС70-Д	126	1,2	ПС-35
<b>54</b>	<b>ВЛ 35 кВ ГЭЦ</b>		<b>6,22</b>	<b>7,69</b>		<b>20</b>		<b>28</b>		<b>48</b>	<b>18</b>		<b>984</b>	<b>4,03</b>	<b>Удовл.</b>
54.1	оп.1-10, двухцепной участок, 2-ая цепь не действ.	1972	1,47	2,94	АС-95	8	У-35-2, У110-2+9, ПП-26	2	ПБ-22, портал	10	6	ПФ6-В	360	1,47	С-35
54.2	оп.10-30	1972	3,18	3,18	АС-95	5	У-35-1, У-35-2	15	ПБ-35, портал	20	5	ПФ6-В	357	1,06	С-35
54.3	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Авангард: оп.30-48, двухцепной участок	1977	1,57	1,57		7	У35-2, У35-2+5	11	УСБ110-3, ПБ35-2В	18	7	ПФ6-В	267	1,5	ПС-35
<b>55</b>	<b>ВЛ 35 кВ Хитрово</b>		<b>7,5</b>	<b>13,5</b>		<b>3</b>		<b>35</b>		<b>38</b>	<b>6</b>		<b>936</b>	<b>1</b>	<b>Удовл.</b>
55.1	по опорам ВЛ 35 кВ Авангард: оп.1-41, двухцепной участок	1989		6								ПС70-Д	504		
55.2	оп.41-77	1972	7,5	7,5	АС-95	3	У-35-1	35	ПБ35-15, УБ35-11, АБ35-7	38	6	ПФ6-В	432	1	С-35
<b>56</b>	<b>ВЛ 35 кВ Чернава</b>		<b>14</b>	<b>16</b>		<b>1</b>		<b>112</b>		<b>113</b>	<b>10</b>		<b>1452</b>	<b>1,38</b>	<b>Удовл.</b>
56.1	по опорам ВЛ 35 кВ Афанасьев: оп.1-20, двухцепной участок	1978		2	АС-70							ПС70-Д	285		
56.2	оп.20-104	1963	10,2	10,2	АС-50			84	ПБ35-3, УБ35-1	84	5	ПФ6-В	831		

№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры				Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)		
			по трассе	по целям		Металлические	Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина		Марка	
							к-во	тип								
56.3	оп.104-133	1998	3,8	3,8	АС-70	1	У35-1	28	ПБ35-1в, УБ35-11,1	29	5	ПС70-Д	336	1,38	ТК-35	
<b>57</b>	<b>ВЛ 35 кВ Чернолес</b>		<b>10,35</b>	<b>11,1</b>		<b>10</b>		<b>94</b>		<b>104</b>	<b>15</b>		<b>1161</b>	<b>2,52</b>		<b>Удовл.</b>
57.1	совместный подвес с ВЛ 35 кВ Дубрава: оп.1-8, двухцепной участок	1985	0,6	0,6	АС-70	4	У35-2в	4	ПБ35-2	8	4	ПС70-Д	132	0,57	ПС-35	
57.2	оп.8-96	1985	9	9	АС-70	4	УАП35 <sup>-3</sup> , УАП35 <sup>-6</sup>	84	УБ35-1, ПБ35-1в, ПБ35-3	88	9	ПС70-Д	927	1,2	ПС-35	
57.3	оп.96-104, двухцепной участок	1985	0,75	1,5	АС-70	2	У35-2+5	6	ПБ35-2	8	2	ПС70-Д	102	0,75	ПС-35	
<b>58</b>	<b>ВЛ 35 кВ Элеватор-левая: оп.1-3</b>	<b>1992</b>	<b>0,16</b>	<b>0,16</b>	<b>АС-70</b>	<b>1</b>	<b>У35-2+5</b>	<b>2</b>	<b>УБ35-1, ПБ35-1</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>ПС70-Д</b>	<b>57</b>	<b>0,16</b>	<b>ТК-35</b>	<b>Удовл.</b>
<b>59</b>	<b>ВЛ 35 кВ Элеватор-правая: оп.1-3</b>	<b>1992</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>АС-70</b>	<b>1</b>	<b>У35-2+5</b>	<b>2</b>	<b>ПБ35-1, УБ35-11</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>ПС70-Д</b>	<b>57</b>	<b>0,153</b>	<b>ТК-35</b>	<b>Удовл.</b>
<b>60</b>	<b>ВЛ 35 кВ Яковлево</b>		<b>22,87</b>	<b>22,87</b>		<b>5</b>		<b>92</b>		<b>97</b>	<b>17</b>		<b>1128</b>	<b>3,84</b>		<b>Удовл.</b>
60.1	оп.1-9	1992	0,8	0,8	АС-95	3	У35-2	6	ПБ35-15, УБ35-1	9	8	ПС70-Д	201	0,8	ТК-50	
60.2	оп.9-91	1970	21,72	21,72	АС-95	0	У35-2	82	АБ35-5, КБ35-3, КБ35-1,1	82	4	ПС70-Д	798	1,14	ТК-50	
60.3	оп.1-6	1992	0,35	0,35	АС-95	2	У35-1, У35-2, У110-1,1	4	ПУБ35-1, ПБ-33, КБ35-1,1	6	5	ПС70-Д, ПФ6-Е	129	1,9	С-35	
<b>61</b>	<b>ВЛ 35 кВ N5 оп.1-137</b>	<b>1967</b>	<b>17,8</b>	<b>17,8</b>	<b>АС-50, АС-70</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>137</b>	<b>ПУБ35-1, ПБ-33, КБ35-1,1, УБ35-11</b>	<b>137</b>	<b>7</b>	<b>НФ-6В, ПС6-6Б, ПС70-Д</b>	<b>1338</b>	<b>1,5</b>	<b>ТК-35</b>	<b>Удовл.</b>



№ п/п	Наименование ВЛ	Год ввода в экпл.	Протяженность, км		Тип провода	Опоры						Изоляция		Грозозащитный трос		Примеч. (сост. ВЛ)	
			по трассе	по цепям		Металлические		Ж/бетонные		Всего, шт	В т.ч. анкерн.	Тип изоляторов	Всего, шт	Длина	Марка		
						к-во	тип	к-во	тип								
	<b>ИТОГО по ВЛ 35 кВ Елецкого участка</b>		<b>743,33</b>	<b>816,56</b>		<b>533</b>		<b>5104</b>		<b>5637</b>	<b>909</b>		<b>7345</b>	<b>154,1</b>			
	<b>ВСЕГО по ВЛ 35 кВ</b>		<b>2290,9</b>	<b>2579,1</b>		<b>1583</b>		<b>15863</b>		<b>17457</b>	<b>2840</b>		<b>2358</b>	<b>509,4</b>			

\*) - Желтым цветом указаны года ввода ВЛ 35 кВ и участков ВЛ 35 кВ, отработавших свой нормативный срок эксплуатации.

**Приложение 8**  
**к Схеме и программе**  
**развития электроэнергетики**  
**Липецкой области на 2019-2023 годы**

**Информация по договорам на осуществление технологического  
 присоединения к электросетевым объектам 35-220 кВ**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование потребителя</b>	<b>Заявленная мощность, МВт</b>	<b>Центр питания</b>
1	АО "ОЭЗ ППТ "Липецк"	10,000	ПС 220 кВ Казинка
2	ООО «МЕТАЛИТ РУС»	19,798	ПС 220 кВ Казинка
3	ООО "Центр инновационного инжиниринга "ЛИТИКС"	9,254	ПС 220 кВ Казинка
4	ПАО "МРСК Центра"	1,700	ПС 220 кВ Металлургическая
5	ООО "Гражданские припасы"	2,937	ПС 220 кВ Казинка
6	ООО "ППГ Индастриз Липецк"	3,750	ПС 220 кВ Казинка
7	ООО "Тепличный комбинат ЛипецкАгро"	50,0	ПС 110 кВ Данков- Тепличная
8	ООО "ОВОЩИ ЧЕРНОЗЕМЬЯ"	140,0	ПС 220 кВ Овоци Черноземья
9	ООО "Моторинвест" (парк "ИРИТО")	20,000	ПС 110 кВ Рождество
10	ООО "Елецкие овощи"	102,0	ПС 110 кВ Аграрная
11	АО "ОЭЗ ППТ Липецк"	10,4	ММПС 110 кВ Елецпром
12	АО "ЛГЭК" (для ООО "Липецкстрой" - многоэтажные жилые дома по пр.Победы)	1,2	ПС 110 кВ Бугор
13	АО "ЛГЭК"	0,093	ПС 110 кВ Бугор
14	ПРОСПЕКТ ДЕВЕЛОПМЕНТ ООО	0,145	ПС 110 кВ Октябрьская
15	Муниципальное казенное учреждение "Управление строительства города Липецка" (Электроснабжение 30,31,32 микрорайонов г. Липецка)	10,000	ПС 110 кВ Октябрьская
16	Будник Валерия Николаевна	1,00	ПС 110 кВ Октябрьская
17	ОАО "Трест "Липецкстрой"	2,00	ПС 110 кВ Октябрьская
18	ЗАО "Корпорация "ГРИНН"	0,98	ПС 110 кВ Октябрьская
19	ОАО "Домостроительный комбинат"	1,6	ПС 110 кВ Октябрьская
20	ОАО "Экстроймаш"	4,768	ПС 110 кВ Октябрьская
21	ООО "Стандарт"	1,25	ПС 110 кВ Октябрьская

№ п/п	Наименование потребителя	Заявленная мощность, МВт	Центр питания
22	Газпром инвестгазификация ООО	0,392	ПС 220 кВ Маяк
23	Фарм- Сервис ООО	0,056	ПС 220 кВ Маяк
24	ИП Бурых Роман Витальевич	0,050	ПС 110 кВ Усмань
25	АО "ЛГЭК"	0,640	ПС 110 кВ Казинка
26	АО "ЛГЭК"	0,280	ПС 110 кВ Казинка
27	Металлург-3 СНТ	0,250	ПС 110 кВ Казинка
28	ООО "Нефтегазконтроль"	4,000	ПС 110 кВ Гидрооборудование
29	УФК по Липецкой области	0,100	ПС 110 кВ Гидрооборудование
30	КОСАРЕВА НАДЕЖДА ВЛАДИМИРОВНА ИП	0,064	ПС 110 кВ Гороховская
31	УФК по Липецкой области	0,140	ПС 110 кВ Астапово
32	ООО "Стальнофф" (КЛ 6 кВ с КТП 2х1000 кВА)	0,775	ПС 220 кВ Новая
33	ПАО "НЛМК"	6,4	ПС 220 кВ Новая
34	ПАО "НЛМК"	12,5	ПС 110 кВ РП-2
35	Воронежтрубопроводстрой ОАО	0,070	ПС 110 кВ С.Лубна
36	ИП Егоров Вадим Николаевич (ВЛ-10 кВ и 2 ТП-10 кВ в с.Хлевное)	0,930	ПС 110 кВ Хлевное
37	Русская топливная компания ООО	0,290	ПС 110 кВ Хлевное
38	ЗАО "Ремстройсервис" (электроснабжение ЖК "Виктория")	4,042	ПС 110 кВ Университетская
39	ООО "Электромост" (ЛЭП-10 кВ, ТП 2х2,5 МВА)	4,000	ПС 110 кВ Университетская
40	СК Велес ООО	0,226	ПС 110 кВ Университетская
41	Строительная компания ООО	0,150	ПС 110 кВ Университетская
42	Липецкая инвестиционно-строительная компания ООО	0,210	ПС 110 кВ Университетская
43	СУ-9 Липецкстрой ООО	0,525	ПС 110 кВ Университетская
44	Липецкая ипотечная корпорация ОАО	0,145	ПС 110 кВ Университетская
45	Липецкая ипотечная корпорация ОАО	0,145	ПС 110 кВ Университетская
46	ИНКОМСПКЦСТРОЙ ООО	0,149	ПС 110 кВ Университетская
47	ГЛОБУС ГРУПП ООО	0,149	ПС 110 кВ Университетская
48	Манаенков Владислав Анатольевич	0,050	ПС 110 кВ Университетская
49	Липецксантехмонтаж-1 ООО	0,110	ПС 110 кВ Университетская

№ п/п	Наименование потребителя	Заявленная мощность, МВт	Центр питания
50	Жилые дома (№1, №2, №3)	1,074	ПС 110 кВ Манежная
51	ООО Инвестиционно-строительная компания "25 этаж"	0,9	ПС 110 кВ Манежная
52	ООО "Глобал Сити" (ЛЭП 10 кВ с 3 КТП 2х1600 кВА)	4,500	ПС 110 кВ Южная
53	АО "ЛГЭК"	0,218	ПС 110 кВ Южная
54	АО "ЛГЭК"	0,315	ПС 110 кВ Южная
55	ООО "Спецмаш" (Каллисто ООО)	0,100	ПС 110 кВ Южная
56	ООО "Аполло"	0,920	ПС 110 кВ Манежная
57	Карапетян Ашот Володяевич	0,700	ПС 220 кВ Правобережная
58	Михаил Юрьевич Васильев	0,362	ПС 220 кВ Правобережная
59	ОАО Липецкая ипотечная корпорация	0,130	ПС 220 кВ Правобережная
60	ОАО "Липецкая кондитерская фабрика Рошен"	35	ПС 220 кВ Правобережная
61	ЗАО "Ремстройсервис"	0,92	ПС 220 кВ Правобережная
62	АО "ЛГЭК" (Заказчик ООО "Глобус-98")	0,200	ПС 110 кВ Цементная
63	(Василий Васильевич Шубин) ООО "Новый город"	0,666	ПС 110 кВ Цементная
64	ООО "Петроком-Липецк" (КТП Трубный проезд)	1,600	ПС 110 кВ Трубная-2
65	УФК по Липецкой области	0,188	ПС 110 кВ Агрегатная
66	Муниципальное казенное учреждение "Управление капитального строительства" г.Ельца	0,080	ПС 110 кВ Агрегатная
67	Гальцов Константин Валентинович	0,100	ПС 110 кВ Агрегатная
68	АНО возрождения, строительства духовного и культурного центра Елецкой Епархии	0,080	ПС 110 кВ Агрегатная
69	ИП Евсеева Елена Вячеславовна	0,150	ПС 110 кВ Агрегатная
70	ГринВилль ООО	0,290	ПС 110 кВ Аксай
71	ОДИС - М ООО	0,120	ПС 110 кВ Аксай
72	Солдатов Николай Михайлович	0,070	ПС 110 кВ Волово
73	ИП Гнездилов Николай Васильевич (ЛЭП 10 кВ, РТП 2х1000 кВА, ТП 2х1600 кВА, 2 ТП 2х1250 кВА)	4,400	ПС 110 кВ Юго-Западная
74	АО "ЛГЭК" (Заказчик ООО "Автомир-Л")	0,180	ПС 110 кВ Юго-Западная
75	АО "ЛГЭК"	0,315	ПС 110 кВ Юго-Западная



№ п/п	Наименование потребителя	Заявленная мощность, МВт	Центр питания
76	ОБУ "Управление капитального строительства Липецкой области" (Многофункциональный спортивный комплекс в Молодежном парке)	6,680	ПС 110 кВ Юго-Западная
77	Свой Дом ОАО	0,052	ПС 110 кВ Компрессорная
78	ХОРШ Русь ООО	0,200	ПС 110 кВ Компрессорная
79	Бумажно-упаковочная компания ООО	3,050	ПС 110 кВ КПД
80	Агро-шестьдесят четыре ООО	0,110	ПС 110 кВ КПД
81	ООО "Куриное Царство" (птицеводческий комплекс п/с Новоникольский)	1,700	ПС 35 кВ Восход
82	Ангел Ист Рус ООО	2,000	ПС 35 кВ Восход
83	ОАО Корпорация Развития Липецкой области	0,055	ПС 35 кВ Восход
84	Ангел Ист Рус ООО	0,070	ПС 35 кВ Восход
85	АО "ЛГЭК" (распределительная сеть, присоединенная к ячейке №47 РУ-6 кВ ПС 110/6 кВ Привокзальная)	1,068	ПС 110 кВ Привокзальная
86	АО "Куриное Царство"	1,580	ПС 110 кВ Кашары
87	АО "Куриное Царство"	0,200	ПС 110 кВ Кашары
88	Рельеф ООО	0,100	ПС 110 кВ Кашары
89	КолоСС ООО	0,450	ПС 110 кВ Кашары
90	Тучков Павел Владимирович	0,100	ПС 110 кВ Кашары
91	КолоСС ООО	0,080	ПС 110 кВ Кашары
92	ООО «ЧХЗ «Оксид»	1,120	ПС 110 кВ РП-1
93	ОАО "Строймаш"	4,200	ПС 110 кВ Нива
94	ЛипецкРегионСтрой ООО	0,090	ПС 110 кВ Нива
95	Строймаш СОТ	0,060	ПС 110 кВ Нива
96	Лебедяньмолоко ООО	0,500	ПС 110 кВ Лебедянь
97	Агропромышленная группа Лебедянский элеватор АО	0,340	ПС 110 кВ Лебедянь
98	Кураев Валерий Николаевич ИП	0,070	ПС 110 кВ Лебедянь
99	ООО "Краснинский молочный завод"	0,85	ПС 110 кВ Лебедянь
100	ЗАО "Агрофирма им. 15 лет Октября" (плодохранилище с. Троекурово)	0,9	ПС 110 кВ Лебедянь
101	ООО "Реал Эстейт"	1,0625	ПС 110 кВ Лебедянь
102	ОАО "Лебедянский сахарный завод"	2,88	ПС 110 кВ Лебедянь
103	Завод стройметаллоконструкций ООО	0,095	ПС 110 кВ Доброе
104	ЛагерЪ ООО	0,100	ПС 110 кВ Доброе
105	ООО "МК Соколье"	0,145	ПС 110 кВ Лукошкино
106	Казьмин Юрий Алексеевич	5,737	ПС 110 кВ Табак

№ п/п	Наименование потребителя	Заявленная мощность, МВт	Центр питания
107	Елецкий Знаменский епархиальный женский монастырь Липецкой и Елецкой Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат) ПРО	0,145	ПС 110 кВ Табак
108	Елецводоканал МУП	0,090	ПС 110 кВ Табак
109	Елецводоканал МУП	0,060	ПС 110 кВ Табак
110	ООО "Агромашсервис"	0,980	ПС 110 кВ Западная
111	Монолит ООО	0,152	ПС 110 кВ Западная
112	Федоров Геннадий Вячеславович ИП	0,072	ПС 110 кВ Западная
113	ООО "Рынок"	0,250	ПС 110 кВ Западная
114	Мартиросян Норик Артаваздович	0,090	ПС 110 кВ Западная
115	Балбекова Евгения Николаевна	0,090	ПС 110 кВ Западная
116	Елэн ООО	0,145	ПС 110 кВ Западная
117	ООО "Модельный мир"	0,125	ПС 110 кВ Западная
118	ООО "ПластиФорм" (завод по производству преформы ПЭТ)	1,360	ПС 35 кВ Борино
119	Гаспарян Ханум Сергеевна	0,138	ПС 35 кВ Борино
120	Кривец-Птица ООО	0,150	ПС 35 кВ Борисовка
121	АО "ЛГЭК"	0,280	ПС 35 кВ Бутырки
122	Крюков Николай Викторович	0,060	ПС 35 кВ Бутырки
123	ЗАО "Агрофирма им. 15 лет Октября"	0,150	ПС 35 кВ Троекурово- совхозная
124	ЗАО "Агрофирма им. 15 лет Октября"	0,150	ПС 35 кВ Троекурово- совхозная
125	Администрация Краснинского сельсовета	0,050	ПС 35 кВ Красное
126	Черешнев Иван Владимирович	1,000	ПС 35 кВ Сергиевка
127	ООО "АгроРегион" (Овощехранилище в селе Измайлово)	1,000	ПС 35 кВ Афанасьево
128	ОАО "Агропромышленное объединение "АВРОРА" (Хмелинецкий сахарный завод)	2,720	ПС 35 кВ Колесово
129	ООО "Агро-Ленд"	0,700	ПС 35 кВ Тимирязево
130	АО "Куриное Царство"	1,000	ПС 35кВ Авангард
131	Шалпегин Михаил Михайлович	0,150	ПС 35 кВ № 3
132	Сапфир-Л ООО	0,225	ПС 35 кВ № 3
133	Христо Леонид Михайлович	0,090	ПС 35 кВ № 3

№ п/п	Наименование потребителя	Заявленная мощность, МВт	Центр питания
134	Соколова Ольга Юрьевна	0,070	ПС 35 кВ № 3
135	ПКЦ-Гарант ООО	0,200	ПС 35 кВ №4
136	Загуменный Антон Владимирович	0,050	ПС 35 кВ №4
137	Тепличный комплекс Большекузьминский ООО	0,095	ПС 35 кВ Введенка
138	Александр Иванович Копаев	0,220	ПС 35 кВ Введенка
139	АГРОФИРМА ТРИО ООО	0,150	ПС 35 кВ Веселое
140	Речное-2 СНТ	0,113	ПС 35 кВ Водозабор
141	Чижиков Михаил Михайлович	0,055	ПС 35 кВ Восточная
142	Рецитал ООО	0,095	ПС 35 кВ Восточная
143	ТОРГОВЫЙ ДОМ ГЛОБУС-Е ООО	0,142	ПС 35 кВ Восточная
144	Семенные Глобальные Технологии ООО	0,150	ПС 35 кВ Гнилуша
145	ОАО "Свой Дом"	0,378	ПС 35 кВ Мясокомбинат
146	Спецпроммехколонна Липецкая ООО	0,150	ПС 35 кВ Мясокомбинат
147	Гермес ООО	0,150	ПС 35 кВ Сенцово
148	Липецкий Картон ПТК ООО	0,150	ПС 35 кВ Сенцово
149	ООО "Алек Оптим"	0,250	ПС 35 кВ Стебаево
150	Хрипунков Алексей Николаевич	0,085	ПС 35 кВ Грязное
151	Михайловна Антонина Валентиновна	0,053	ПС 35 кВ Грязное
152	Агро-Элеватор ООО	0,350	ПС 35 кВ Данков сельская
153	ООО "Достояние"	0,140	ПС 35 кВ Казаки
154	МУЗ ЦРБ Чаплыгинского муниципального р-на	0,070	ПС 35 кВ Колыбельское
155	Целищев Сергей Дмитриевич	0,050	ПС 35 кВ Колыбельское
156	ООО «Агро Альянс Липецк»	1,40	ПС 35 кВ Конь- Колодезь
157	Сервис-Кар ООО	0,090	ПС 35 кВ Конь- Колодезь
158	Липецкий кролик ООО	0,450	ПС 35 кВ Конь- Колодезь
159	АО "Куриное Царство"	0,212	ПС 35 кВ Культура
160	ООО "Алек Оптим"	0,250	ПС 35 кВ Лебедянка
161	Техникум права и экономики НОУ СПО	0,237	ПС 35 кВ Малей
162	Ярцева Татьяна Александровна	0,320	ПС 35 кВ Малей
163	Агрофирма Заречье АО	0,400	ПС 35 кВ Ламское
164	Пашковский ССПСПК	0,085	ПС 35 кВ Пашково
165	УсАгро (Успешный Агробизнес) ООО	0,150	ПС 35 кВ Панкратовка

№ п/п	Наименование потребителя	Заявленная мощность, МВт	Центр питания
166	Ягодные поля ООО	0,145	ПС 35 кВ Поддубровка
167	ООО " Вип-Строй"	0,100	ПС 35 кВ Поддубровка
168	Хацуков Анзор Хасанович	0,050	ПС 35 кВ Плоское
169	Москаленко Роман Игоревич	0,107	ПС 35 кВ Птицефабрика
170	АО "Куриное Царство"	0,448	ПС 35 кВ Солидарность
171	АО "Куриное Царство"	0,400	ПС 35 кВ Солидарность
172	Садоводческое некоммерческое товари щество "Дружба"	0,150	ПС 35 кВ Солидарность
173	Тепличный комбинат Елецкие овощи ООО	0,100	ПС 35 кВ Солидарность
174	Моторинвест ООО	0,100	ПС 35 кВ Яблонево
175	СК Эверест ЗАО	0,097	ПС 35 кВ Таволжанка
176	Морева Елена Валерьевна	0,453	ПС 35 кВ Тюшевка
177	Аргаллит ООО	0,285	ПС 35 кВ Хлебопродукты
178	Ланина Клавдия Александровна ИП	0,145	ПС 35 кВ Хлебопродукты
179	Побежимова Ольга Михайловна	0,050	ПС 35 кВ Ярлуково
180	ООО "БС ПРОЦЕССИНГ"	0,15	ПС-110/10 кВ «ОЭЗ»
181	ООО "ФОНДИТАЛЬ"	4,995	ПС-110/10 кВ «ОЭЗ»
182	ООО "ЛКК"	1	ПС-110/10 кВ «ОЭЗ»
183	ООО «Шанс-Энтерпрайз»	3	РП-1
184	ЗАО "Металлургремонт СУ-5"	0,15	РП-10 кВ "Сигран"
185	ОАО "Куриное Царство"	10,8	ПС 220 кВ Елецкая
186	ООО "Фрагария"	1,16	ПС 220 кВ Северная
187	ООО "Ланксесс Липецк"	1,2	ПС 220 кВ Северная
188	СПССПК "Кузминки - молоко"	1,52	ПС 110 кВ Новая Деревня
189	ООО "Бумажно-упаковочная компания"	15,2	ПС 110 кВ Ситовка
190	ООО "Овощи Черноземья"	5	ПС 220 кВ Усмань- тяговая



**Приложение 9**  
**к Схеме и программе**  
**развития электроэнергетики**  
**Липецкой области на 2019-2023 годы**

**Информация о планируемом технологическом присоединении к электросетевым объектам напряжением 110 кВ и выше (дополнительно для регионального варианта развития)**

№ п/п	Наименование потребителя*	Планируемая мощность, МВт	Центр питания
1	ОЭЗ РУ ППТ «Тербуны»	18,655	ПС 220 кВ Тербуны (ПС 110 кВ Тербунский Гончар)
2	ОЭЗ РУ ППТ «Чаплыгинская»	61,64	ПС 220 кВ Дон (новая ПС 110 кВ)
3	ОЭЗ РУ ППТ «Данков»	30,01	ПС 220 кВ Дон (на первом этапе ПС 35 кВ Восход, на втором этапе новая ПС 110 кВ)
4	ОЭЗ РУ ППТ «Елецпром»	44	ПС 220 кВ Елецкая (ПС 110 кВ Елецпром)
5	ОЭЗ РУ АПТ «Хлевное»	4,45	ПС 110 кВ Хлевное
6	ОЭЗ РУ АПТ «Измалково»	1,13	ПС 110 кВ Измалково
7	ОЭЗ РУ ТРТ «Задонщина»	19,7	ПС 220 кВ Елецкая (присоединение к существующим ПС 35-110кВ, расположенным в Задонском районе)
8	ОЭЗ РУ ТРТ «Елец»	1,4	ПС 220 кВ Елецкая (присоединение к существующим ПС 35-110кВ, расположенным в г. Ельце)
9	АО ОЭЗ ППТ «Липецк»	15,145	ПС 110 кВ ОЭЗ ПС 110 кВ РП-1
10	ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат»	5,047	ПС 220 кВ Металлургическая (ПС 110 кВ ГПП-3) ПС 220 кВ Северная (ПС 110 кВ ГПП-1) ПС 220 кВ Новая (ПС 110 кВ ГПП-16)
11	ООО «Тербуны-Агро»	0,5	ПС 110 кВ Долгоруково (ПС 35 кВ Стегаловка)
12	ООО «Агрофирма-Трио»	0,35	ПС 110 кВ Долгоруково (ПС 35 кВ Грызлово)
13	ООО «Агрофирма-Трио»	0,35	ПС 110 кВ Долгоруково (ПС 35 кВ Веселое)
14	МКР Черная Слобода	1,438	ПС 35 кВ Черная Слобода
15	ООО «Синергия Парк»	2	ПС 35 кВ №3

\* - мероприятия по присоединению указанных потребителей будут разработаны при рассмотрении технических условий на технологическое присоединение



Рисунок 1. Потокораспределение в отчетный период. Зимний максимум 2016 года. Нормальный режим.

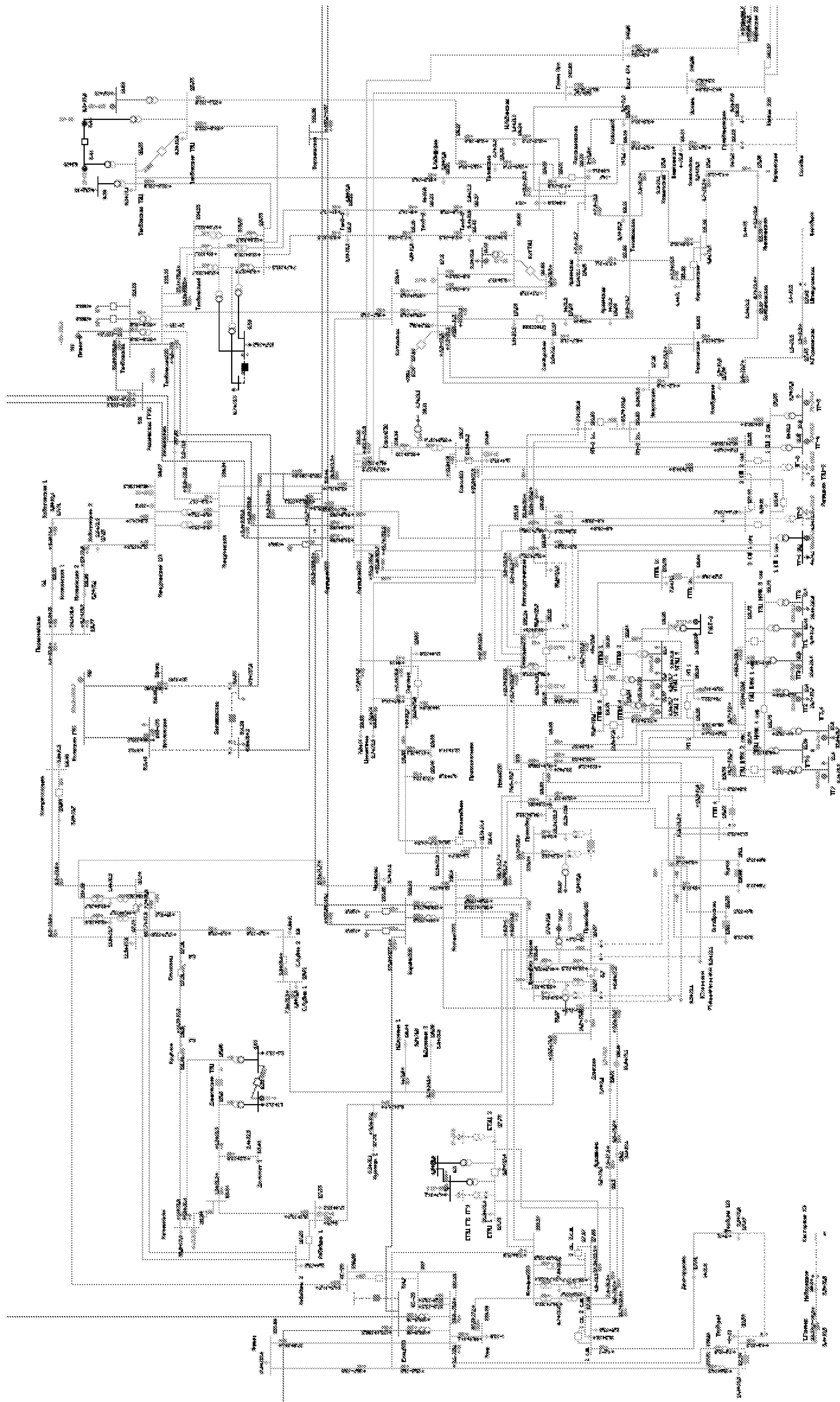


Рисунок 2. Потокораспределение в отчетный период. Зимний минимум 2016 года. Нормальный режим.

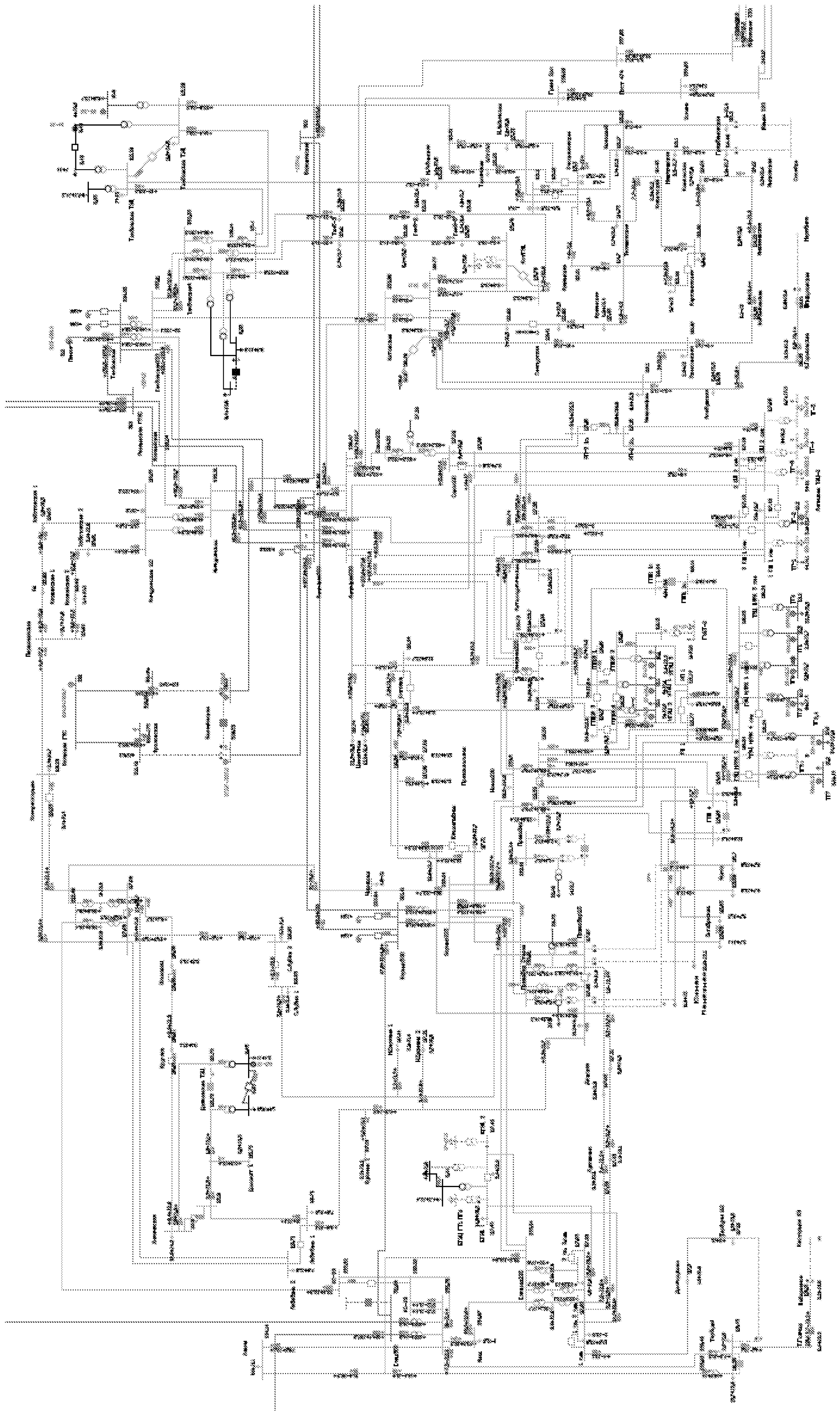


Рисунок 3. Потокораспределение в отчетный период. Летний максимум 2017 года. Нормальный режим.



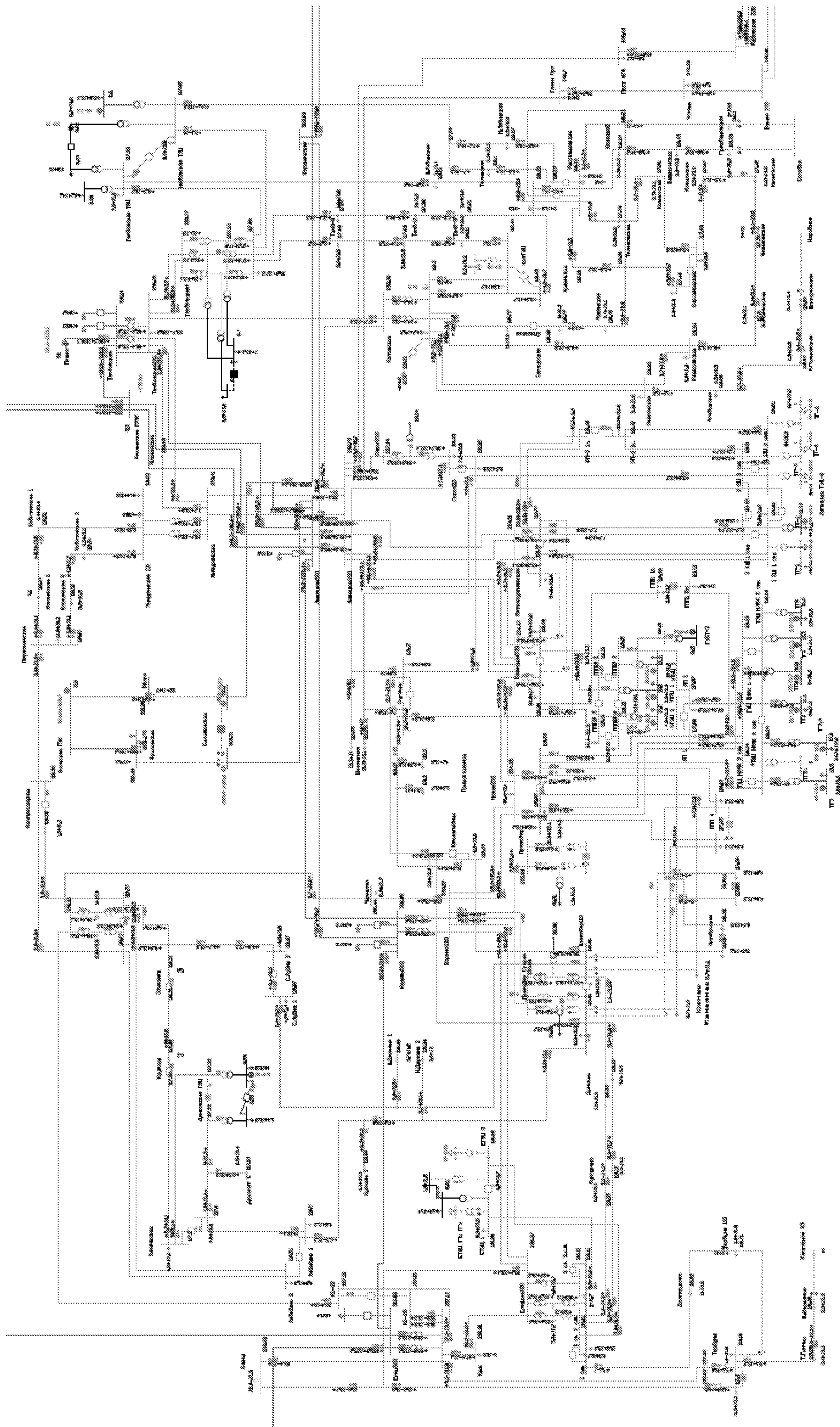


Рисунок 4. Потокораспределение в отчетный период. Летний минимум 2017 года. Нормальный режим.

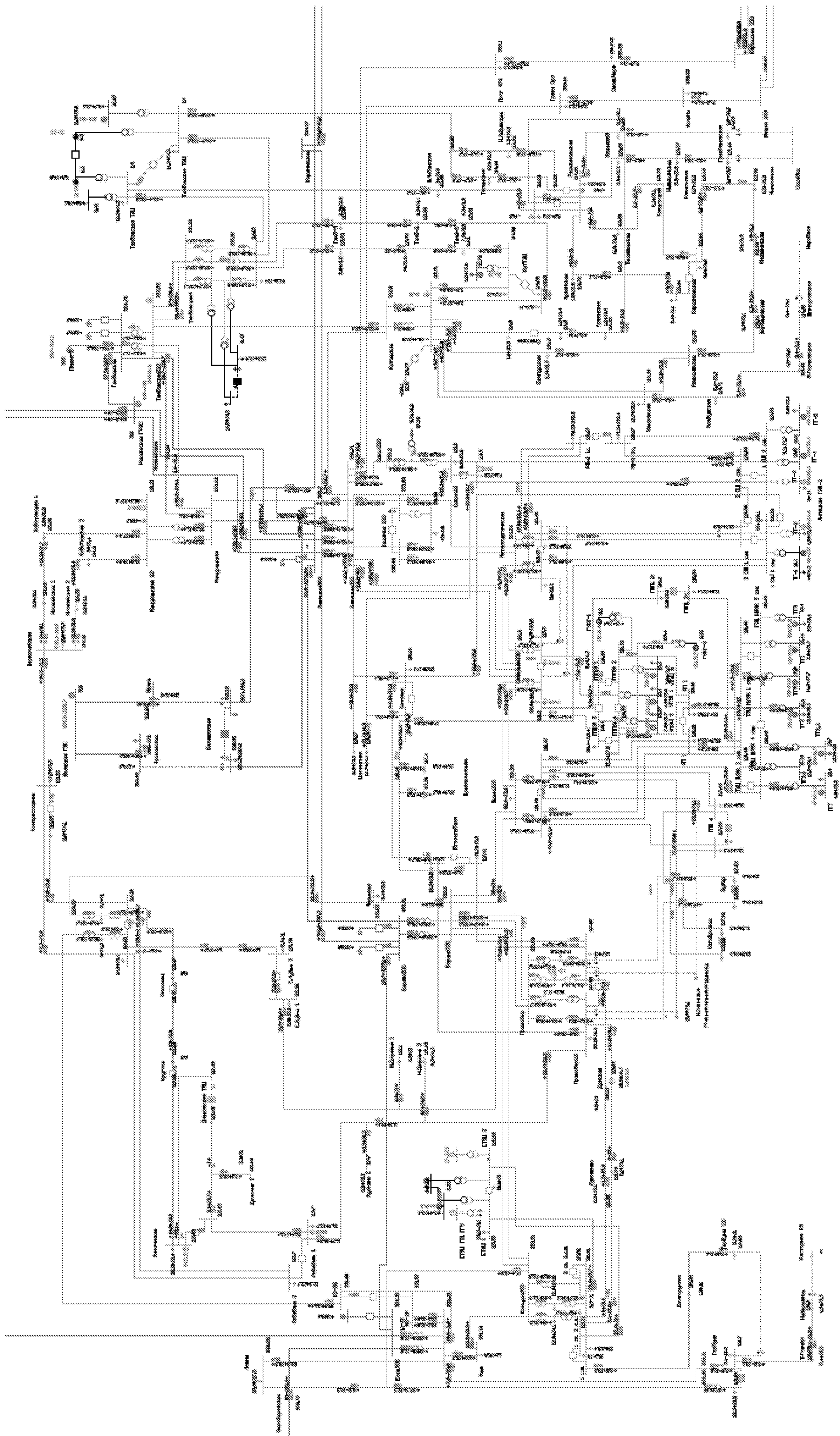


Рисунок 5. Потокораспределение в зимний максимум 2019 года. Нормальный режим.

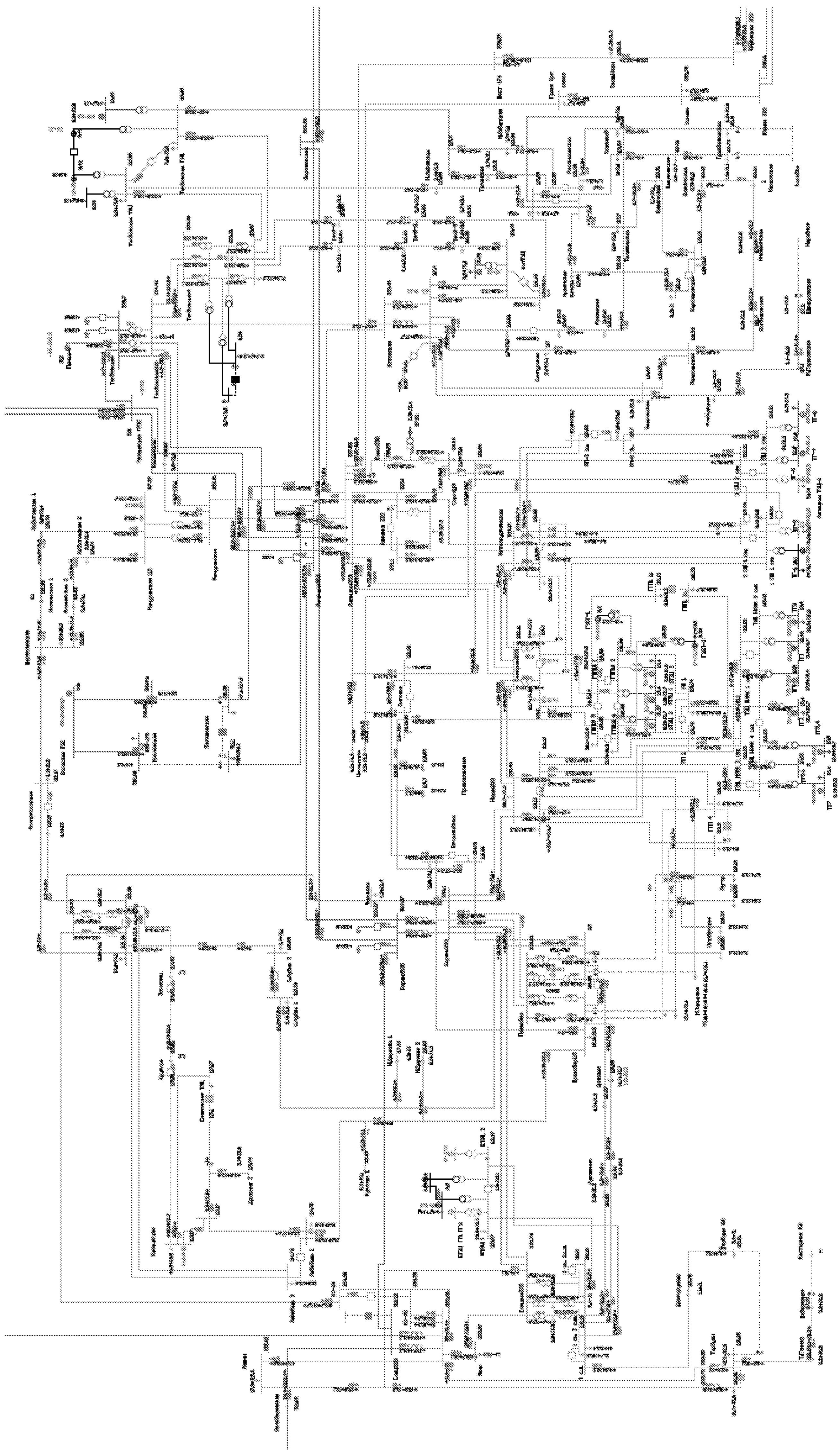
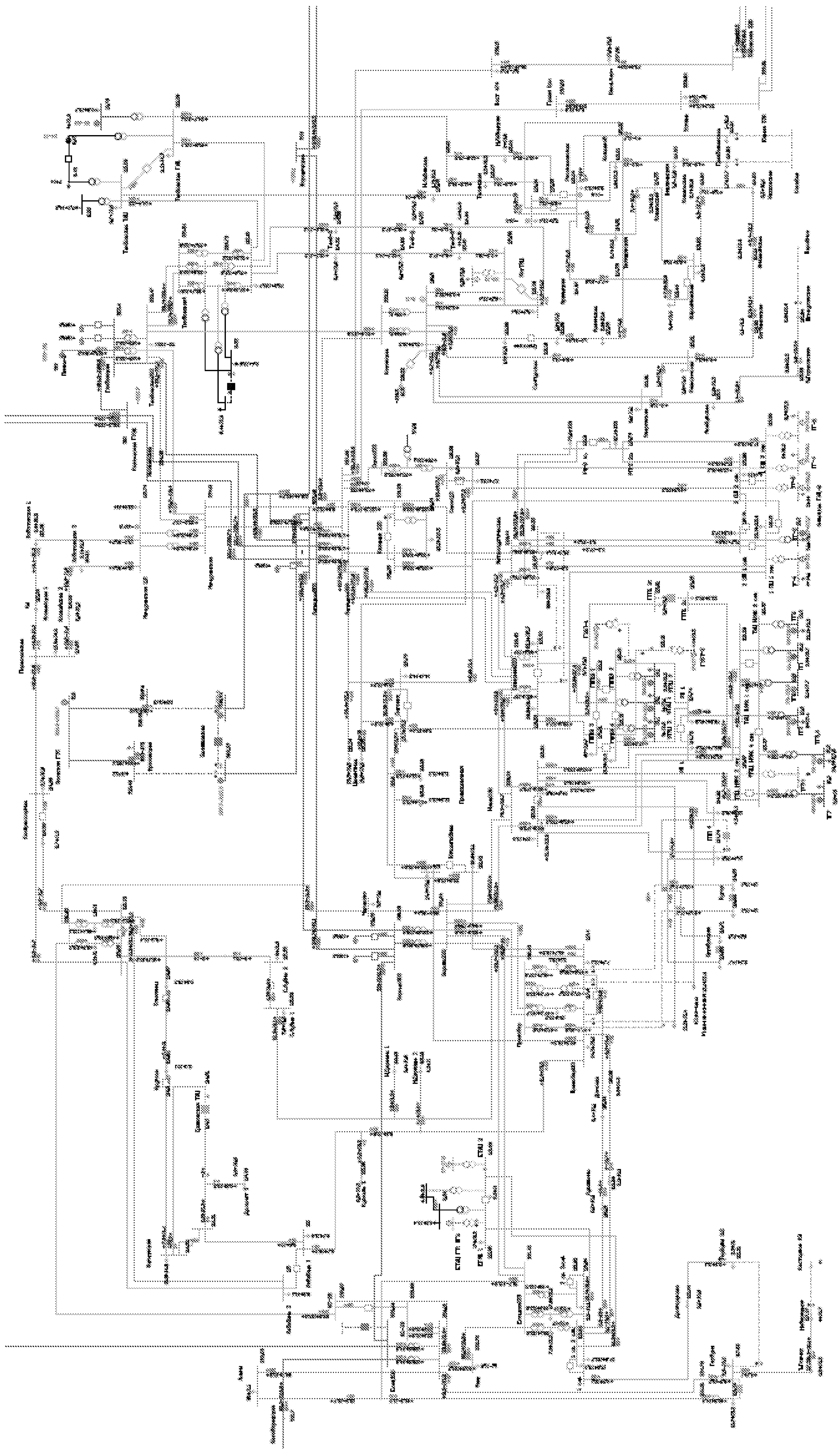


Рисунок 6. Потокораспределение в здании минимум 2019 года. Нормальный режим.







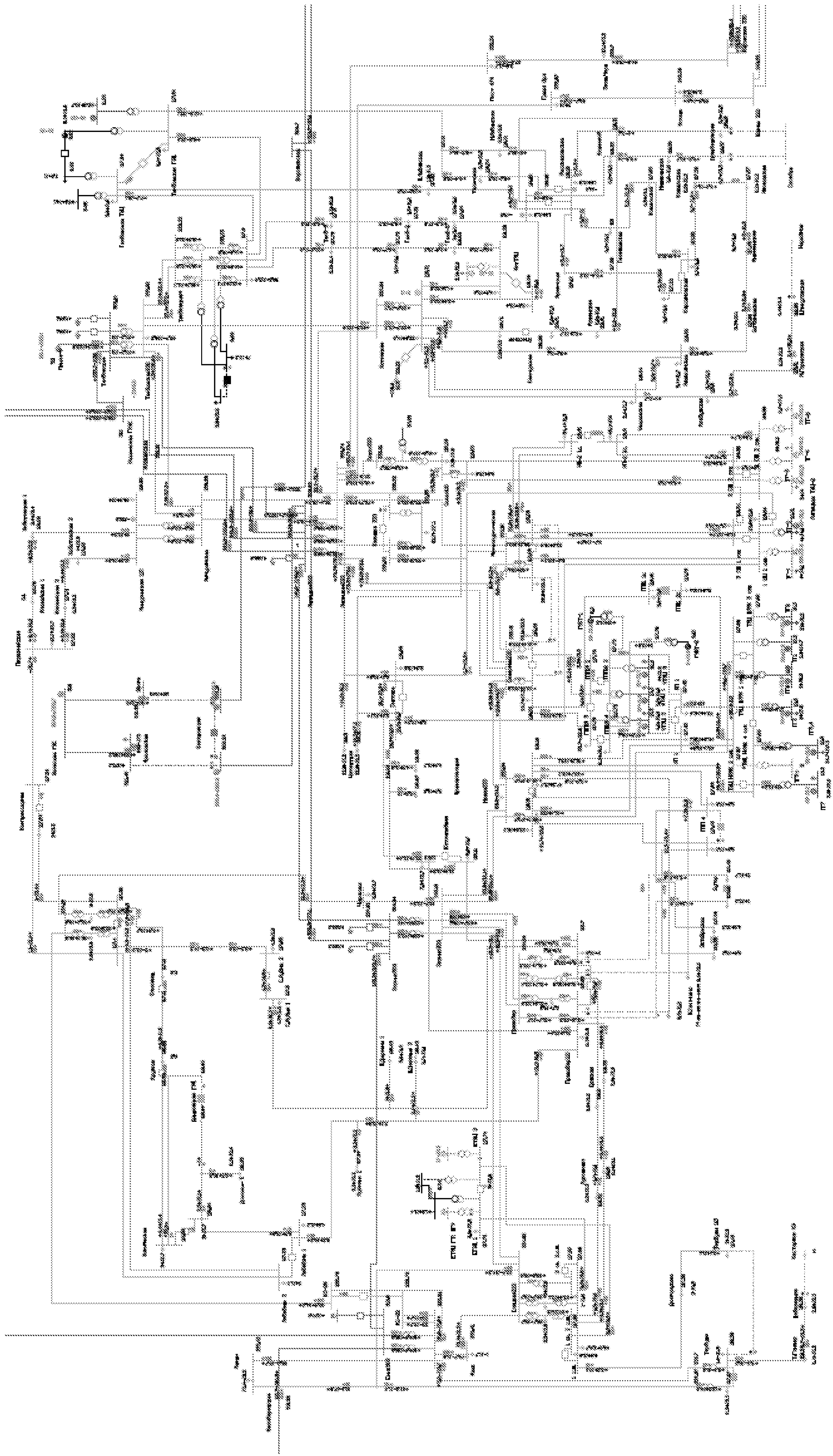


Рисунок 8. Потокораспределение в летний минимум 2019 года. Нормальный режим.

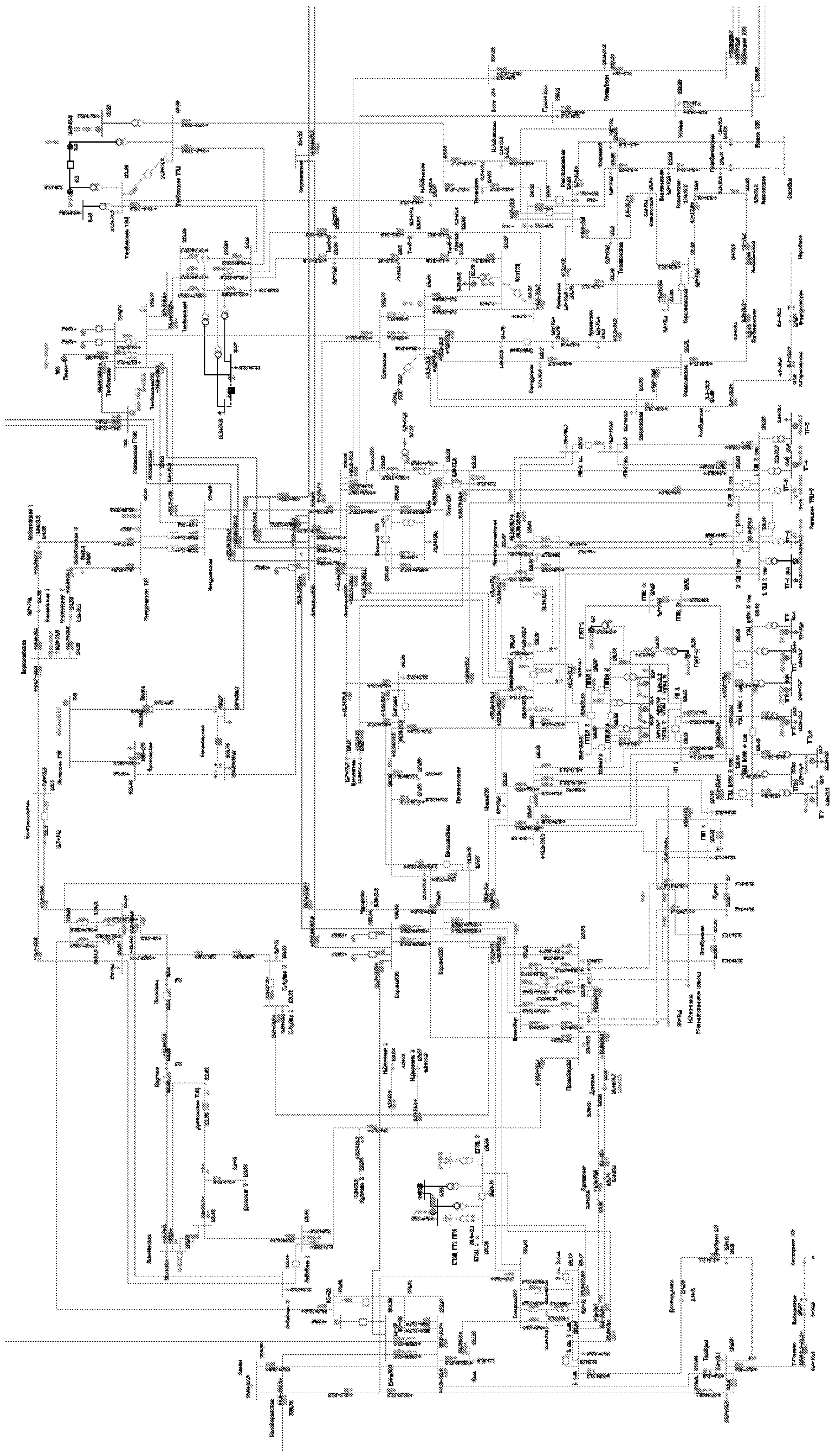


Рисунок 9. Помощь распределение в здании максимум 2020 года. Нормальный режим.



Рисунок 10. Потокораспределение в зимний минимум 2010 года. Нормальный режим.



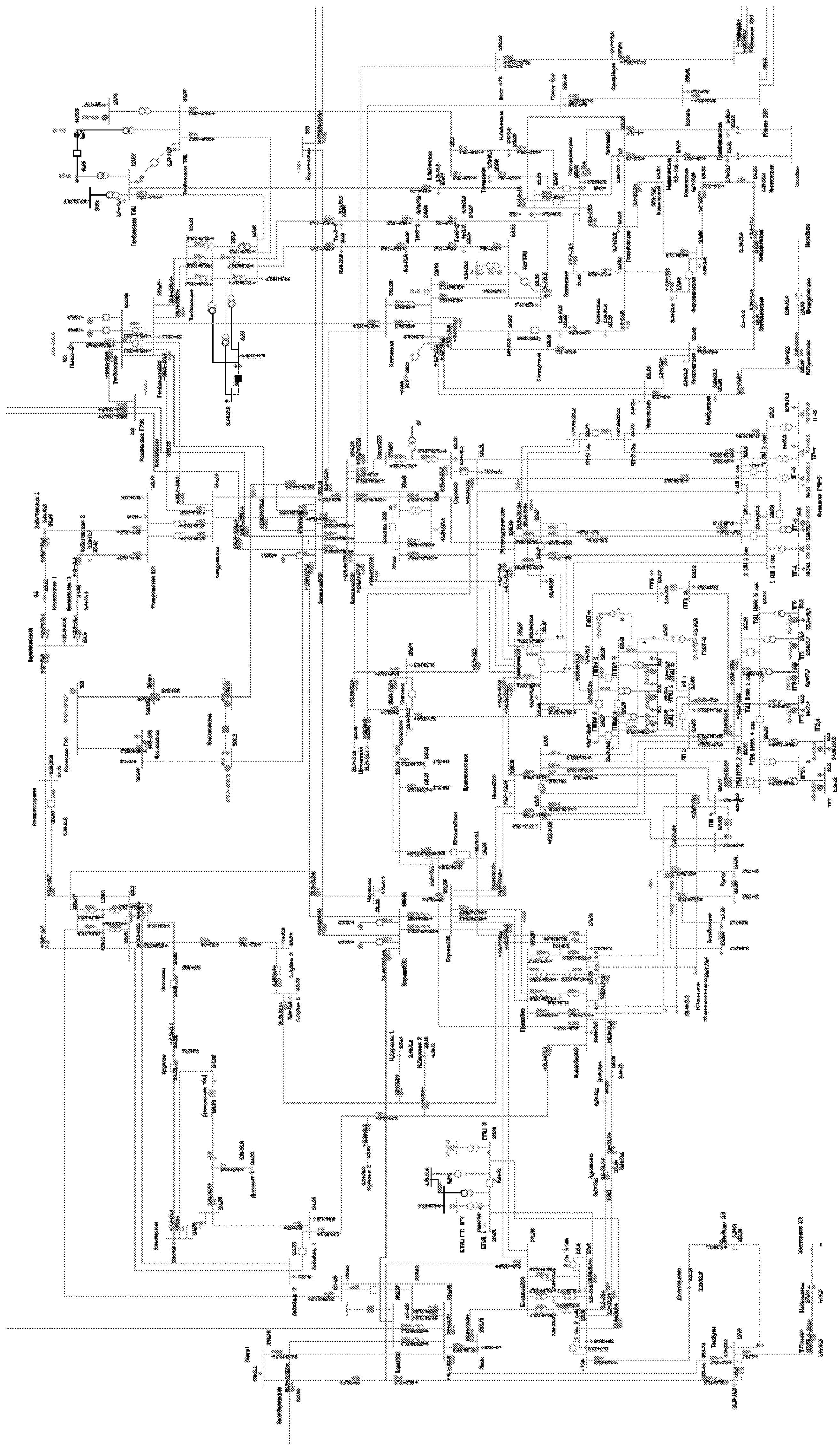


Рисунок 11. Потокораспределение в летний максимум 2020 года. Нормальный режим.



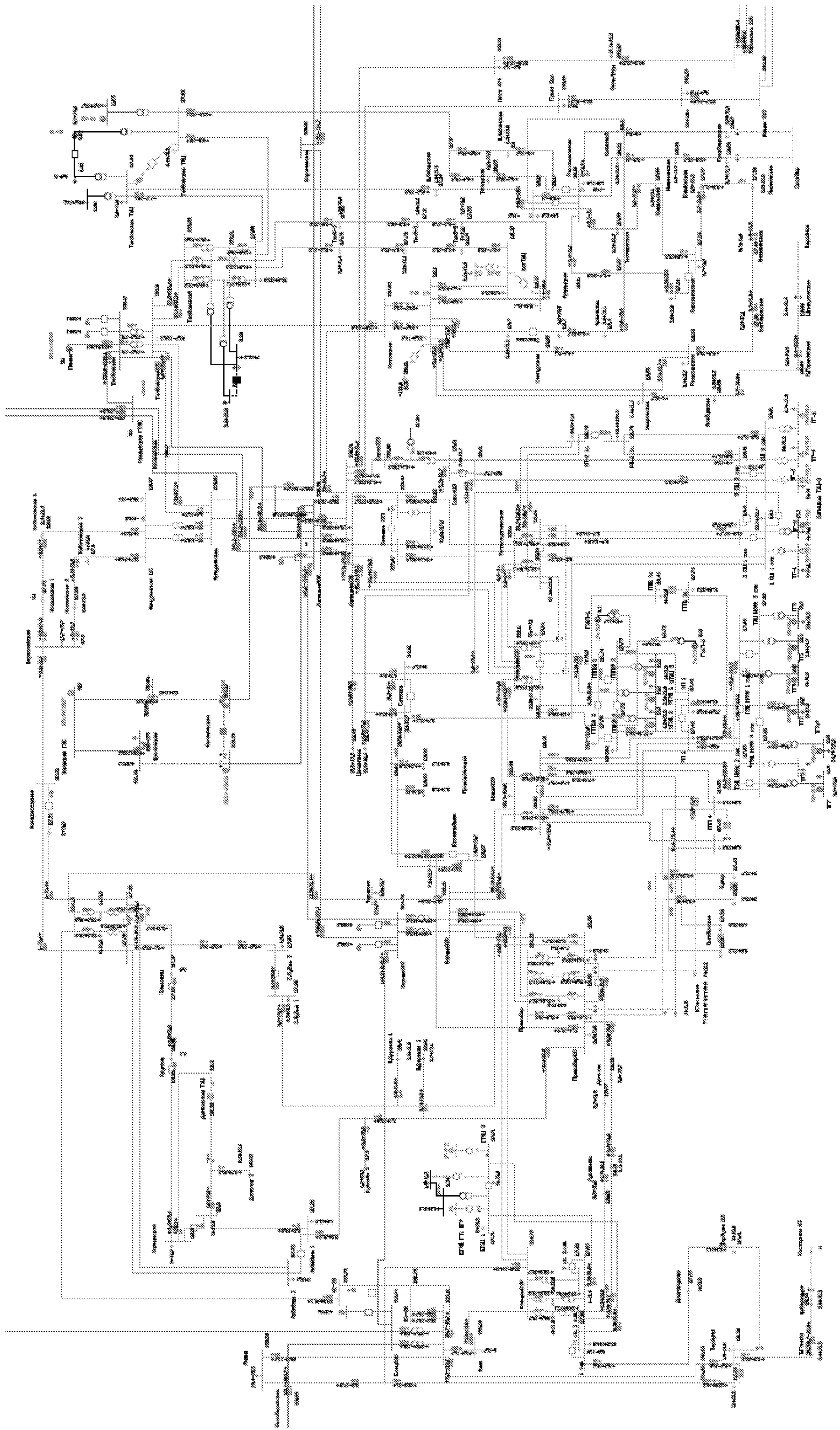


Рисунок 12. Потокораспределение в летний минимум 2020 года. Нормальный режим.

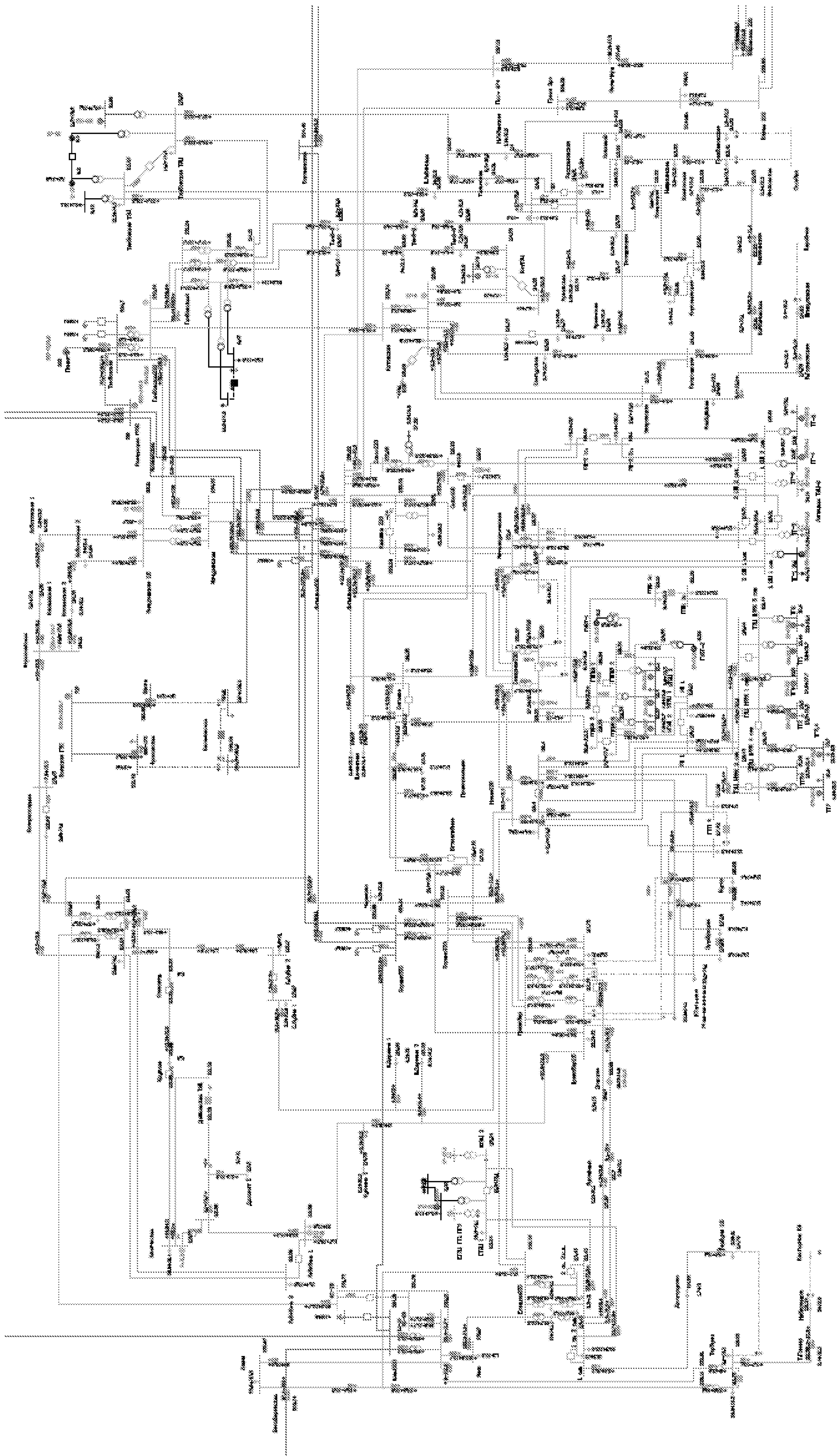


Рисунок 13. Потокораспределение в зимний максимум 2021 года. Нормальный режим.

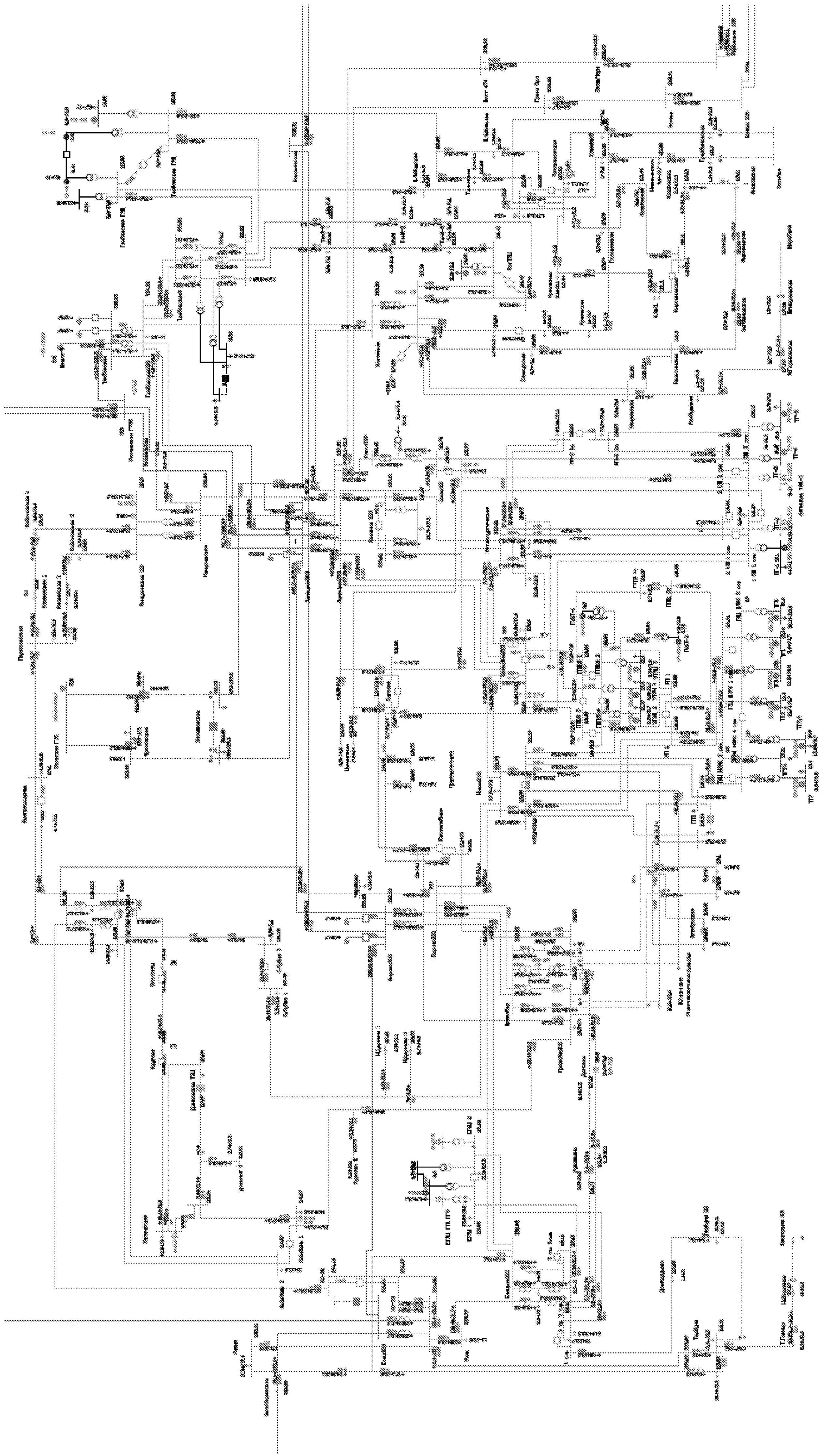


Рисунок 14. Потокораспределение в здании минимум 2021 года. Нормальный режим.



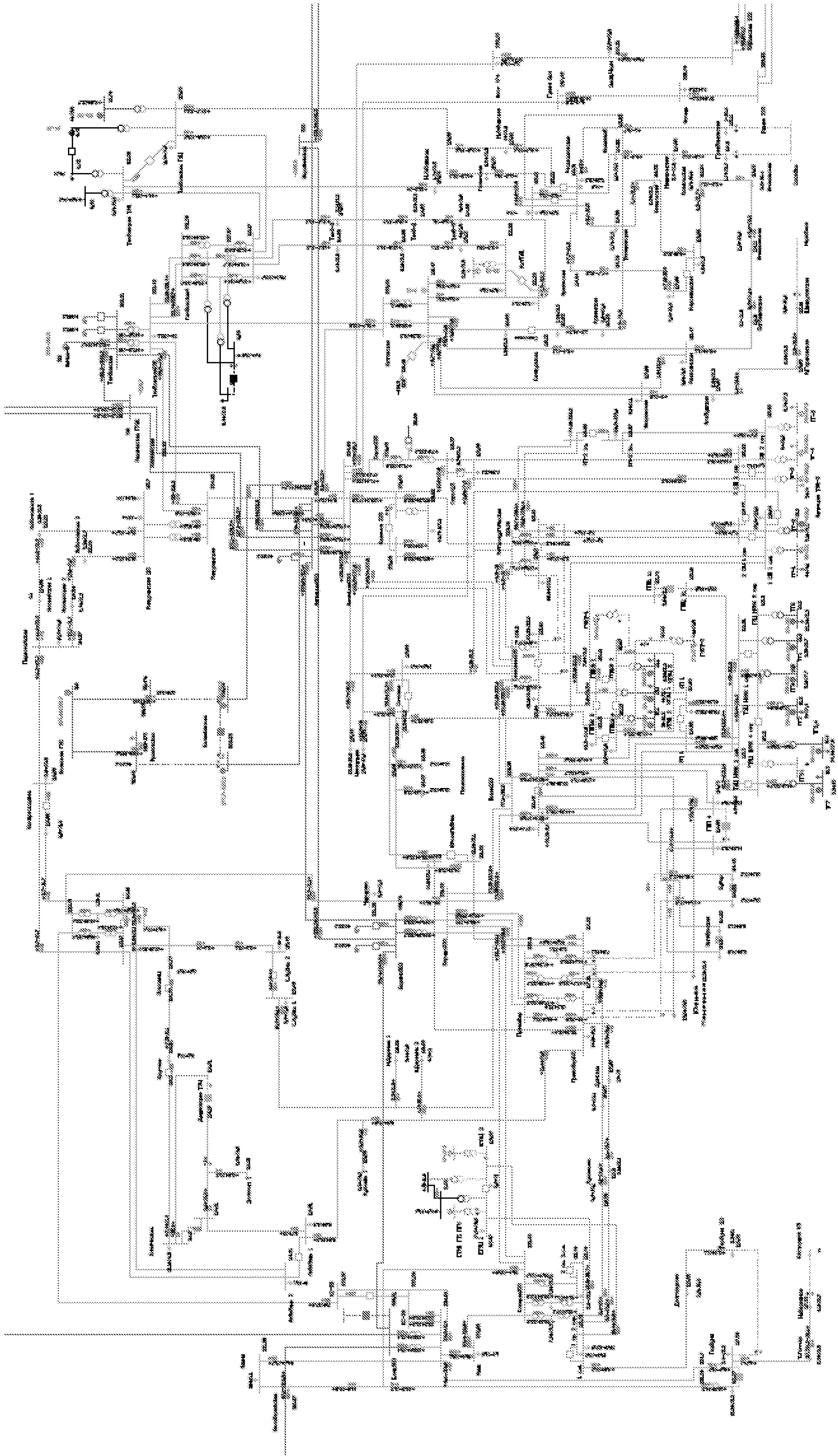


Рисунок 15. Потокораспределение в летний максимум 2021 года. Нормальный режим.



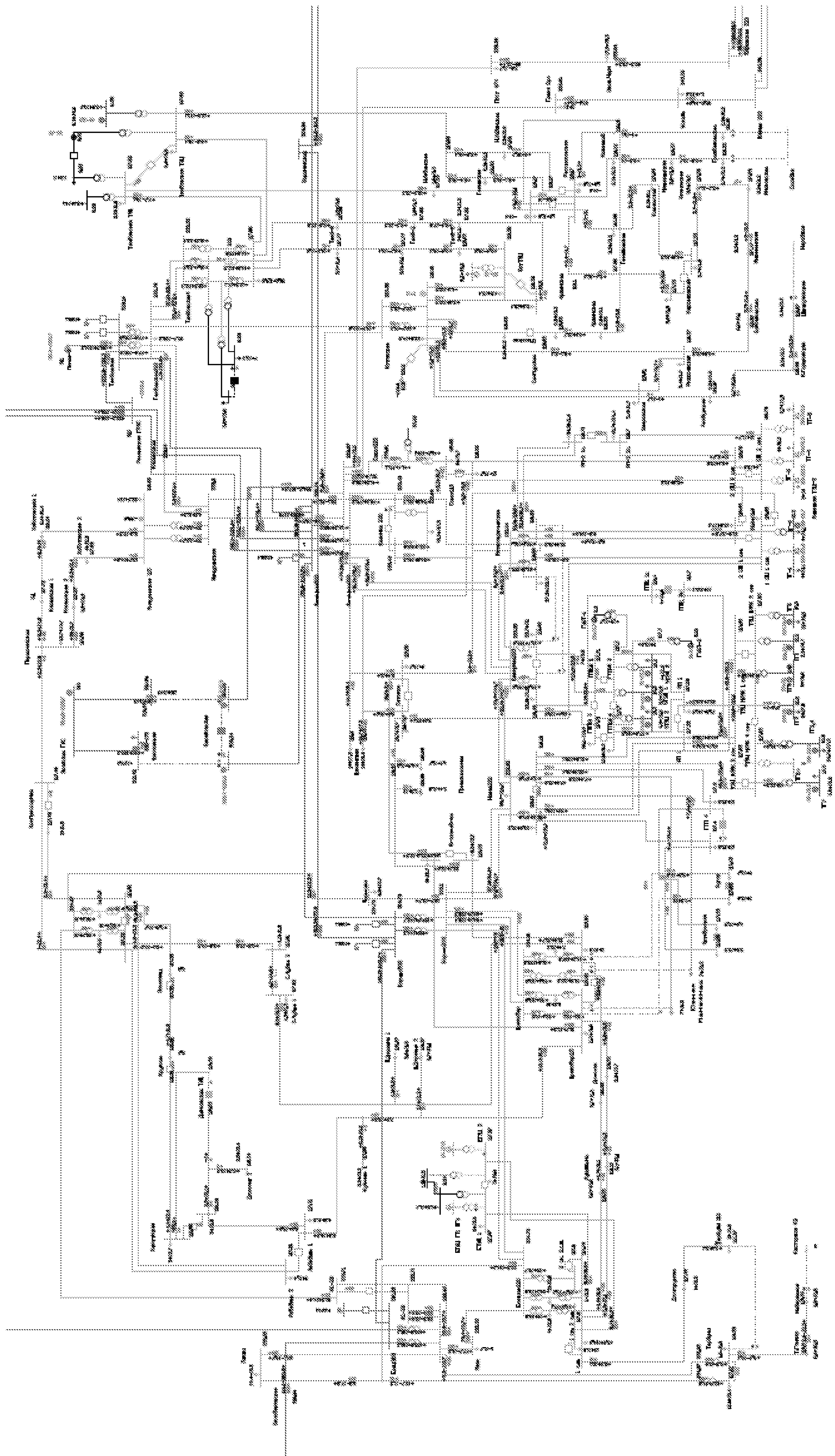


Рисунок 16. Потокораспределение в летний минимум 2021 года. Нормальный режим.

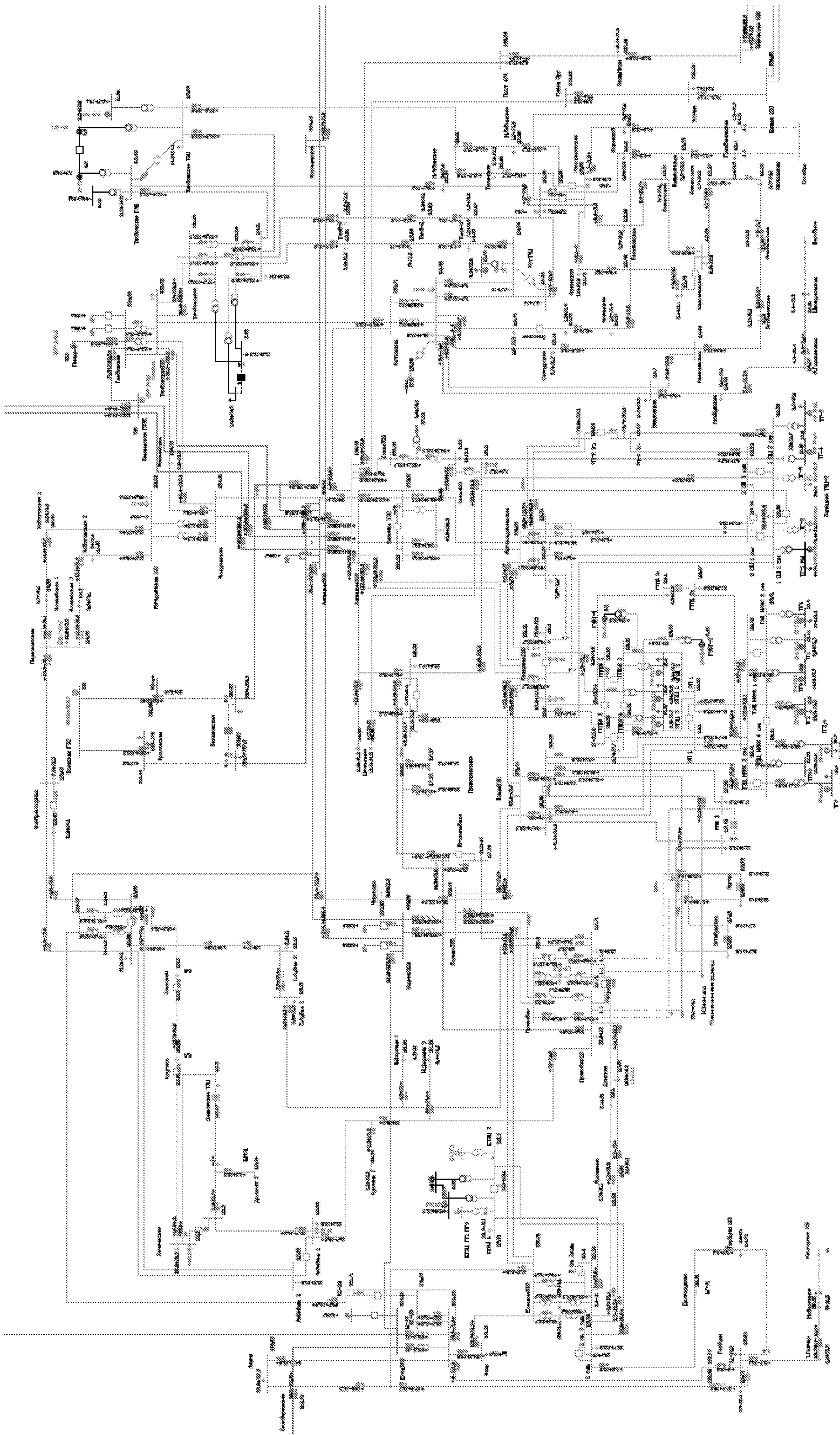


Рисунок 17. Потокораспределение в земный максимум 2022 года. Нормальный режим.

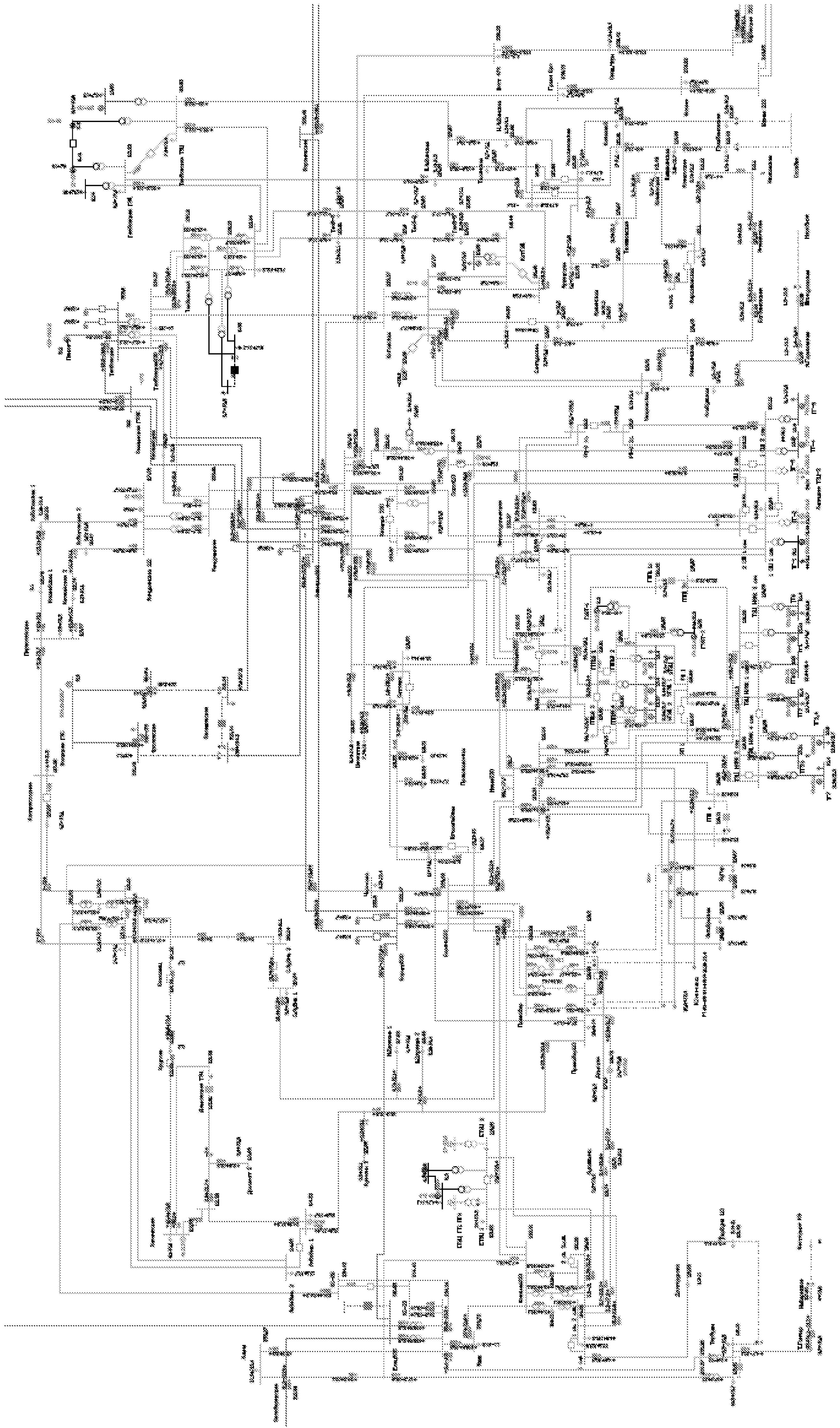


Рисунок 18. Потокораспределение в земной минимум 2022 года. Нормальный режим.



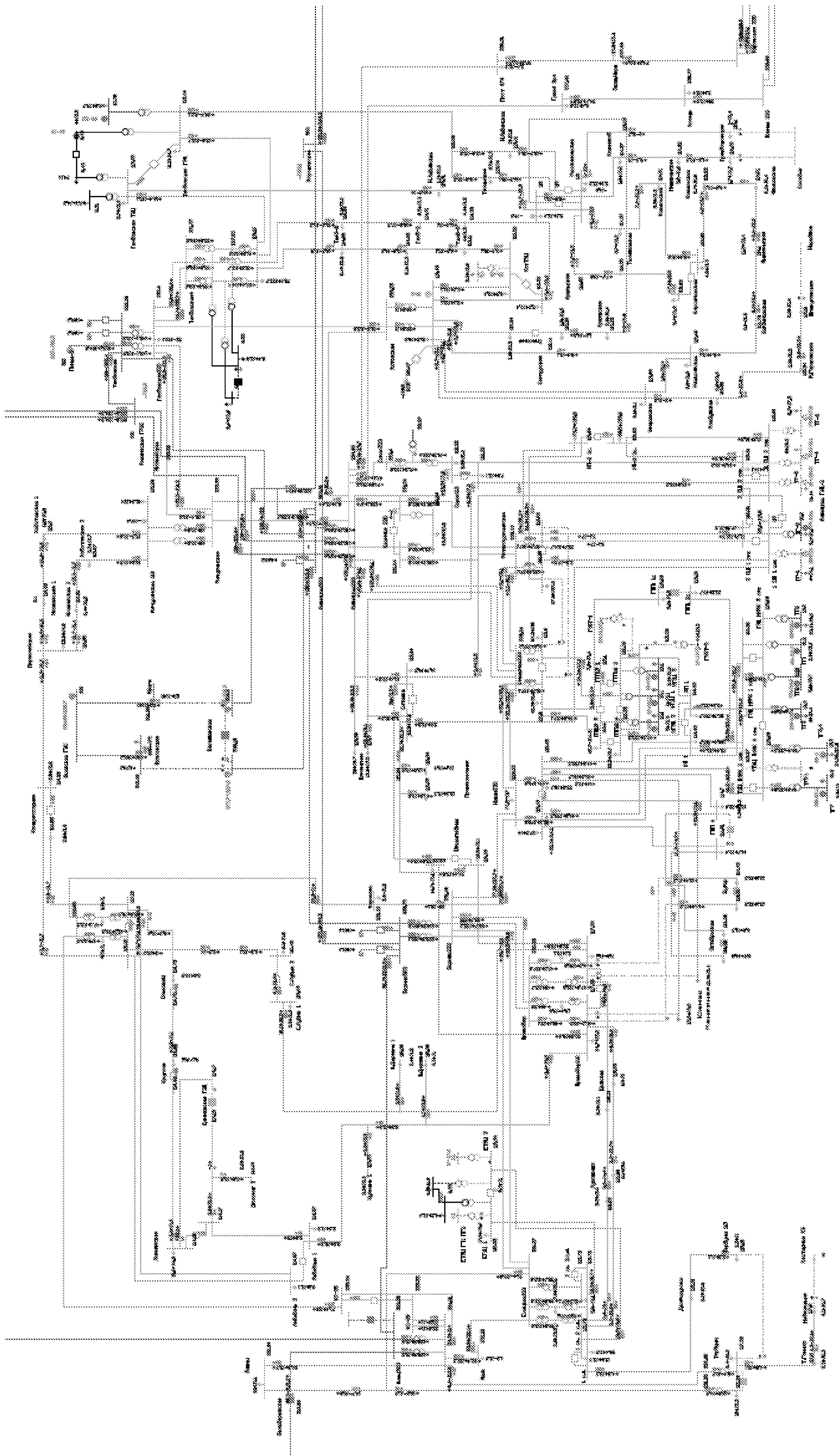


Рисунок 19. Потокораспределение в летний максимум 2022 года. Нормальный режим.



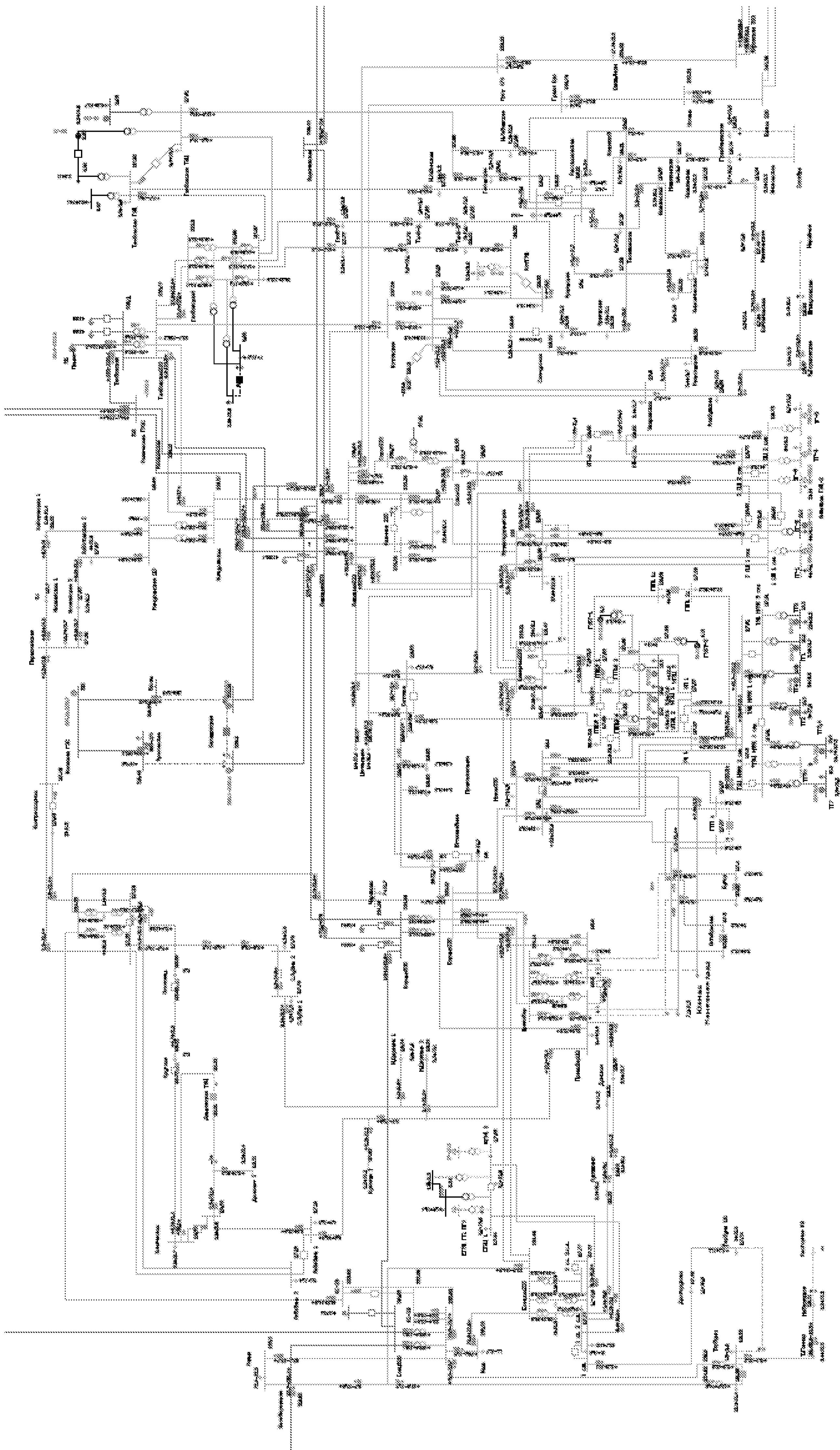


Рисунок 20. Потокораспределение в летний минимум 2022 года. Нормальный режим.

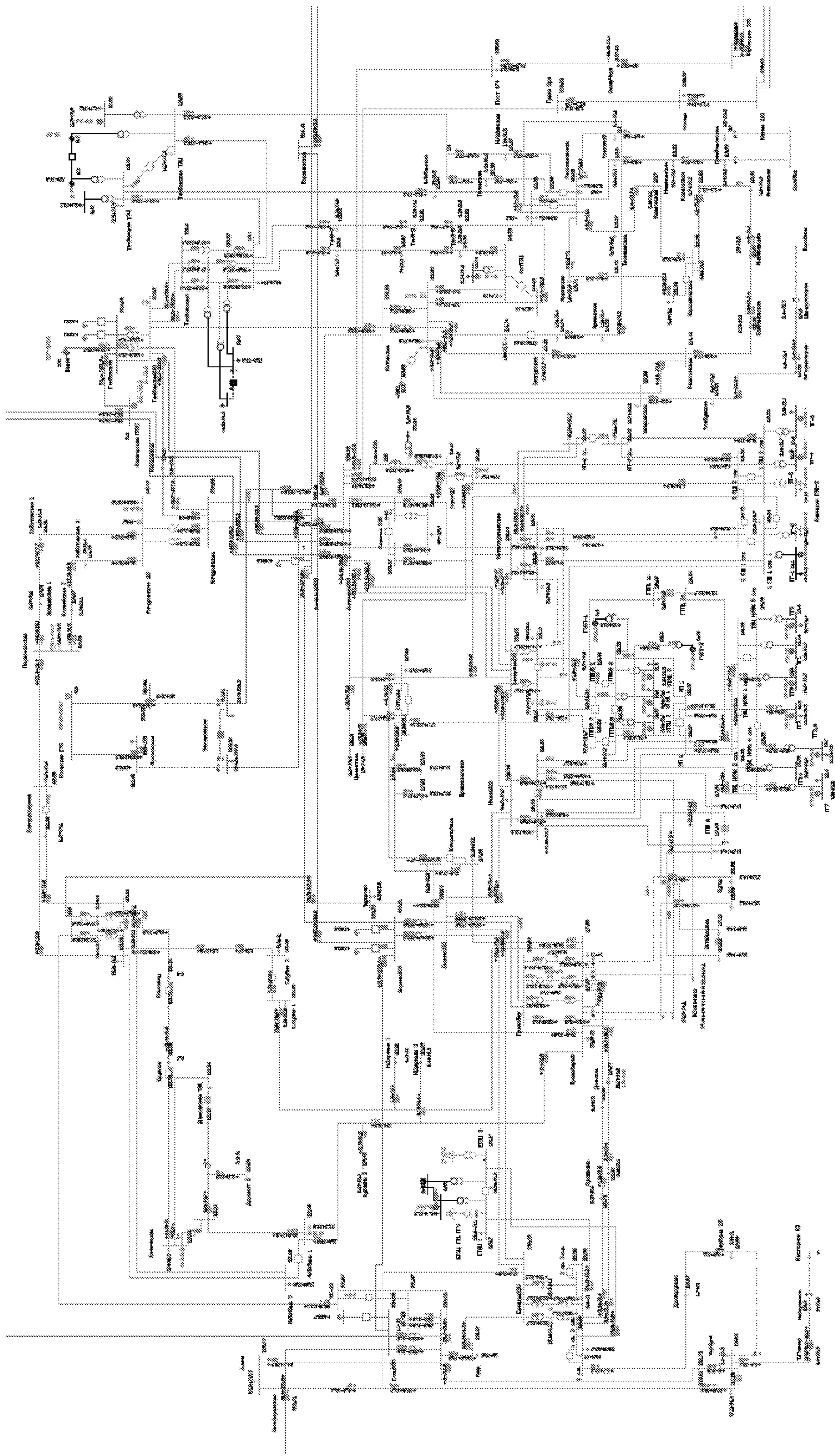


Рисунок 21. Потокораспределение в зимний максимум 2023 года. Нормальный режим.

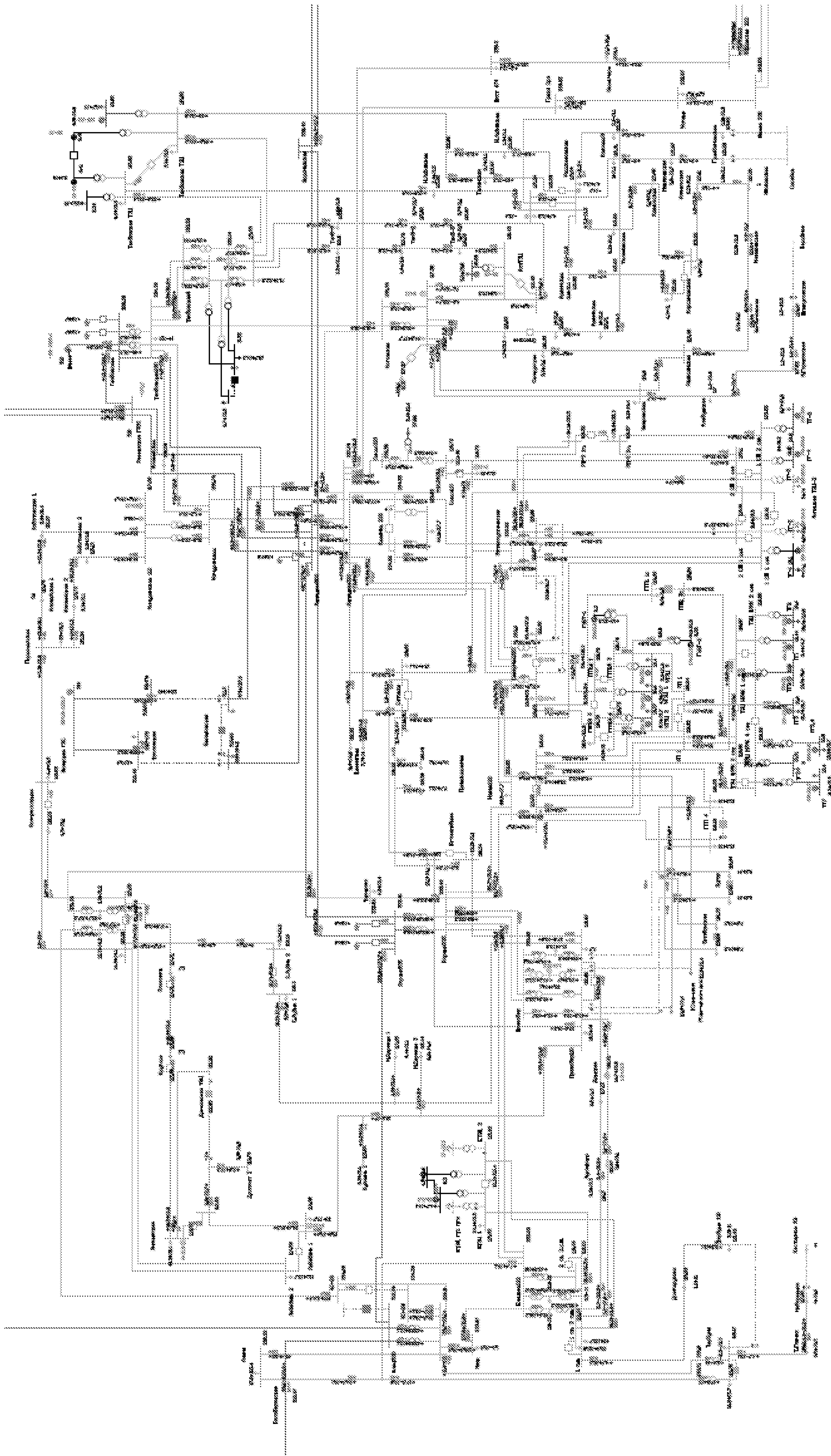


Рисунок 22. Потокораспределение в зимний минимум 2023 года. Нормальный режим.



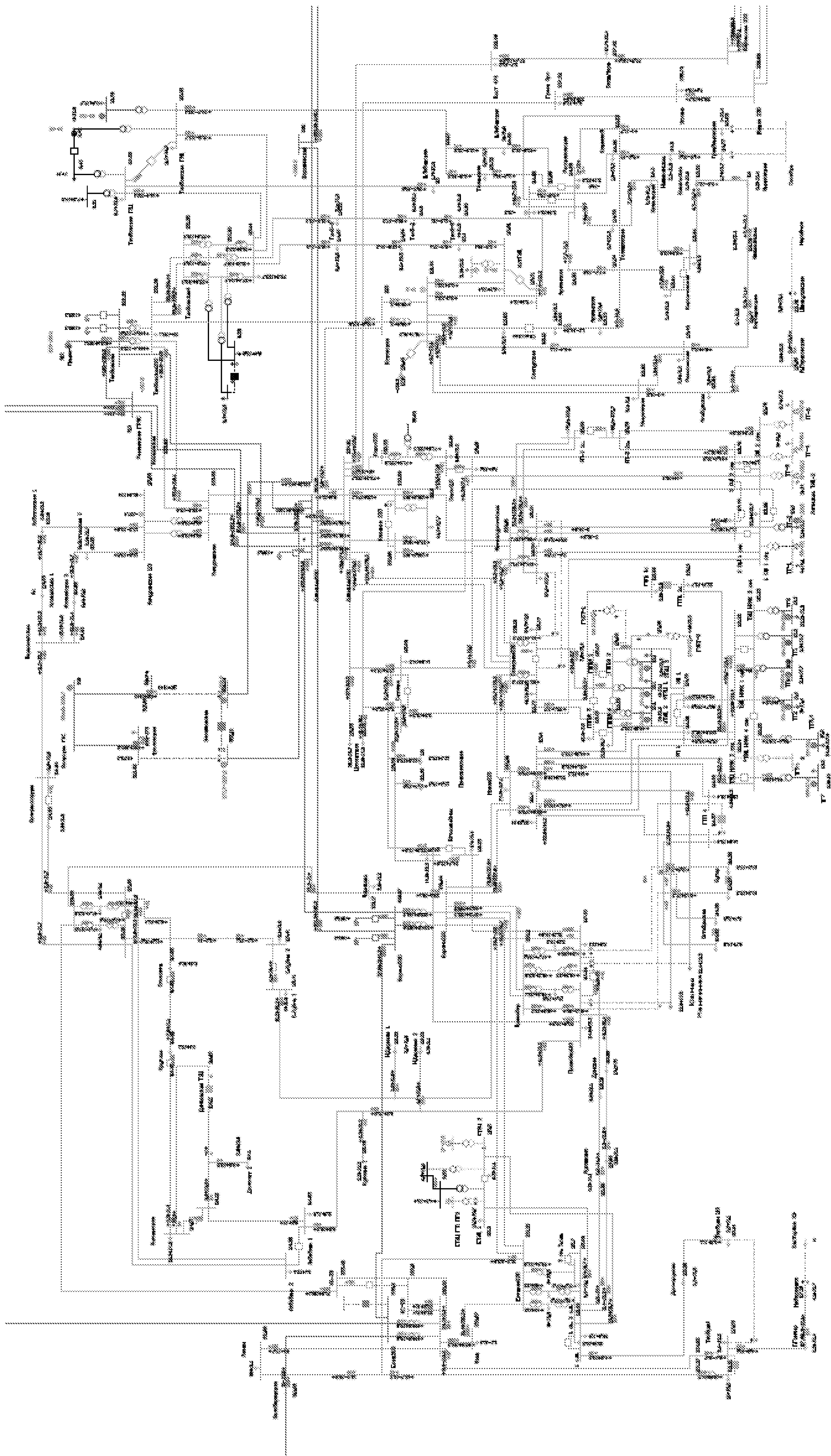


Рисунок 23. Потокораспределение в летний максимум 2023 года. Нормальный режим.



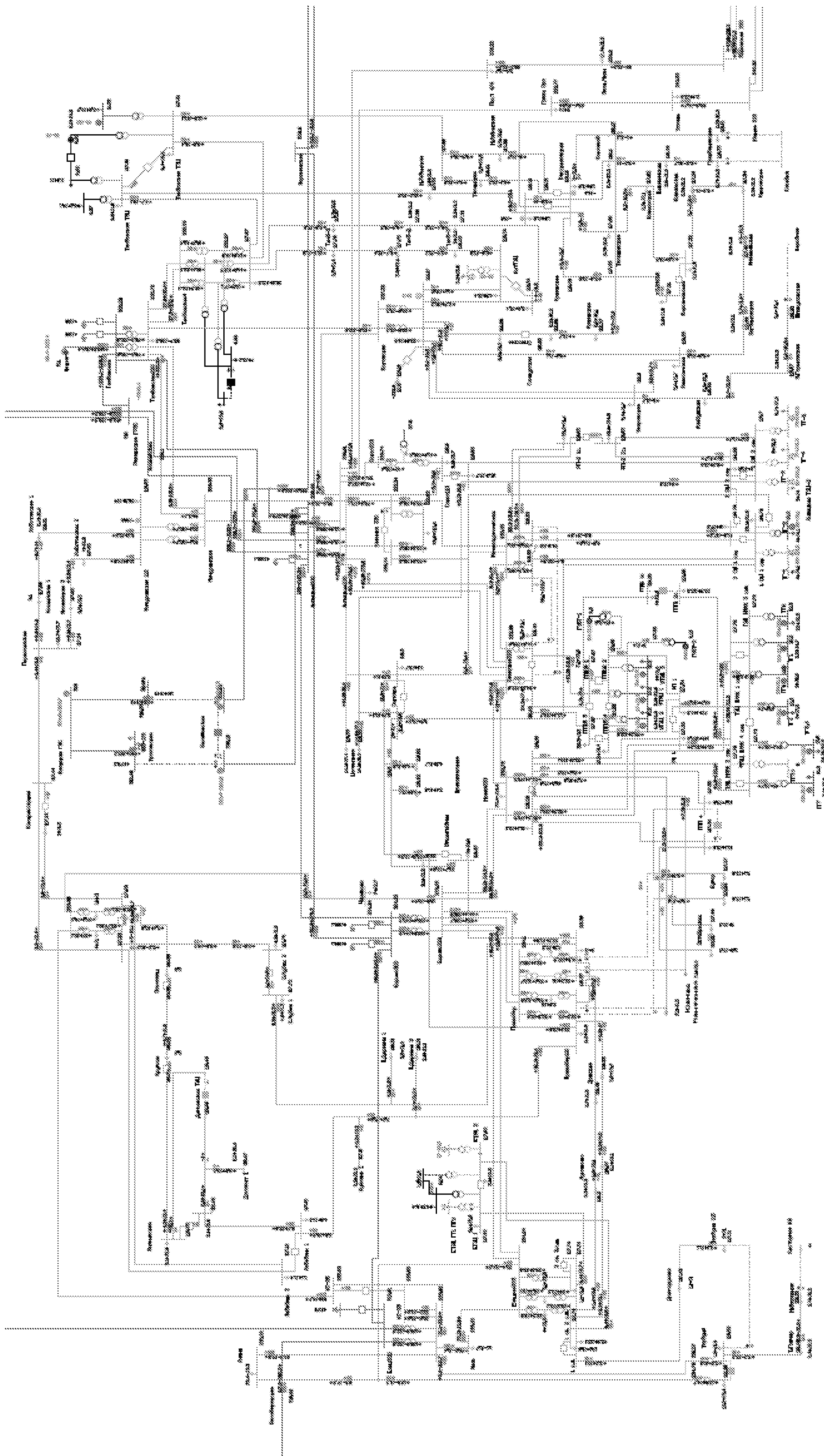


Рисунок 24. Потокораспределение в летний минимум 2023 года. Нормальный режим.

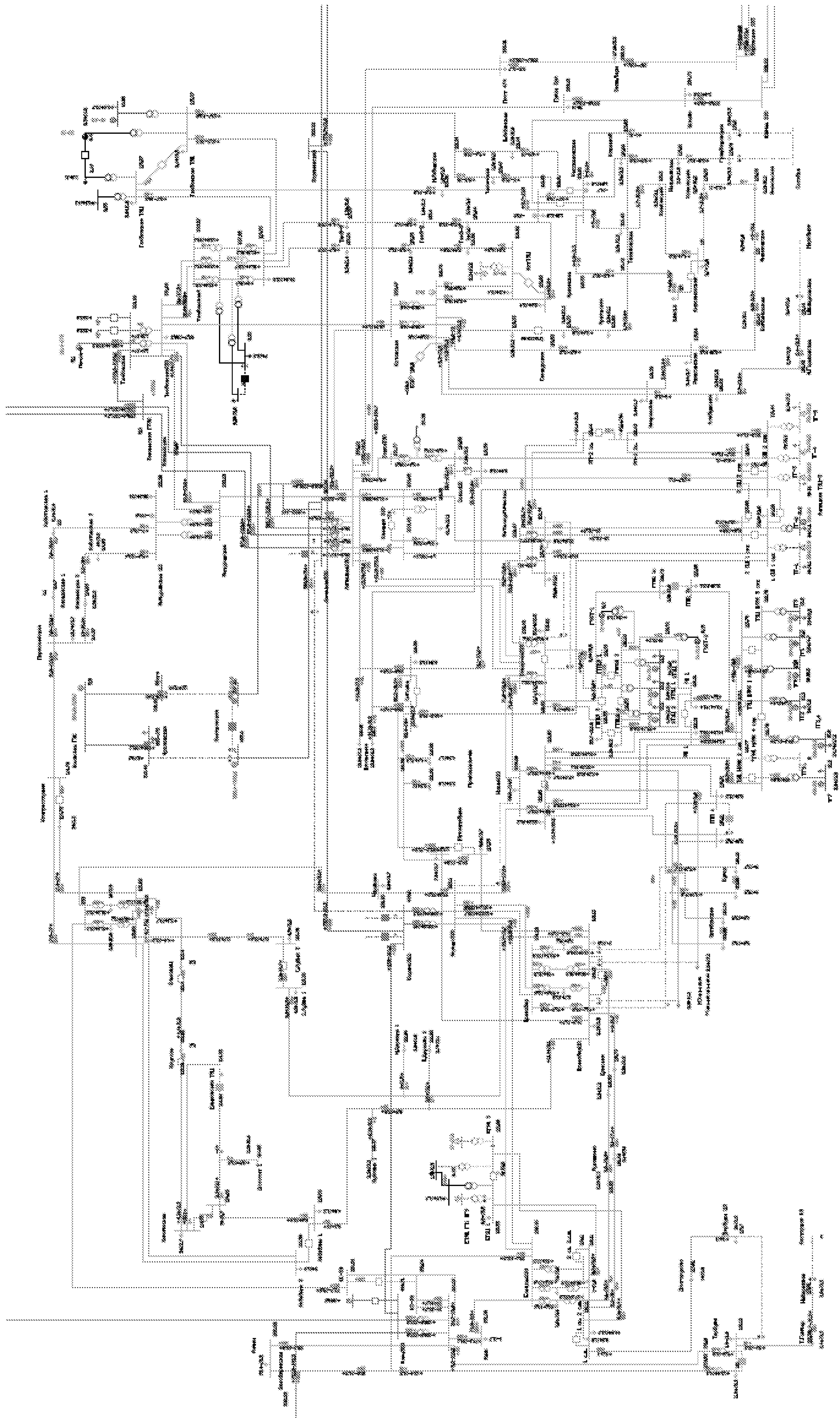


Рисунок 25. Отключение ВЛ 500 кВ Липецкая – Борно в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борно – Новая I (II) цепь. Летний минимум 2019 года.

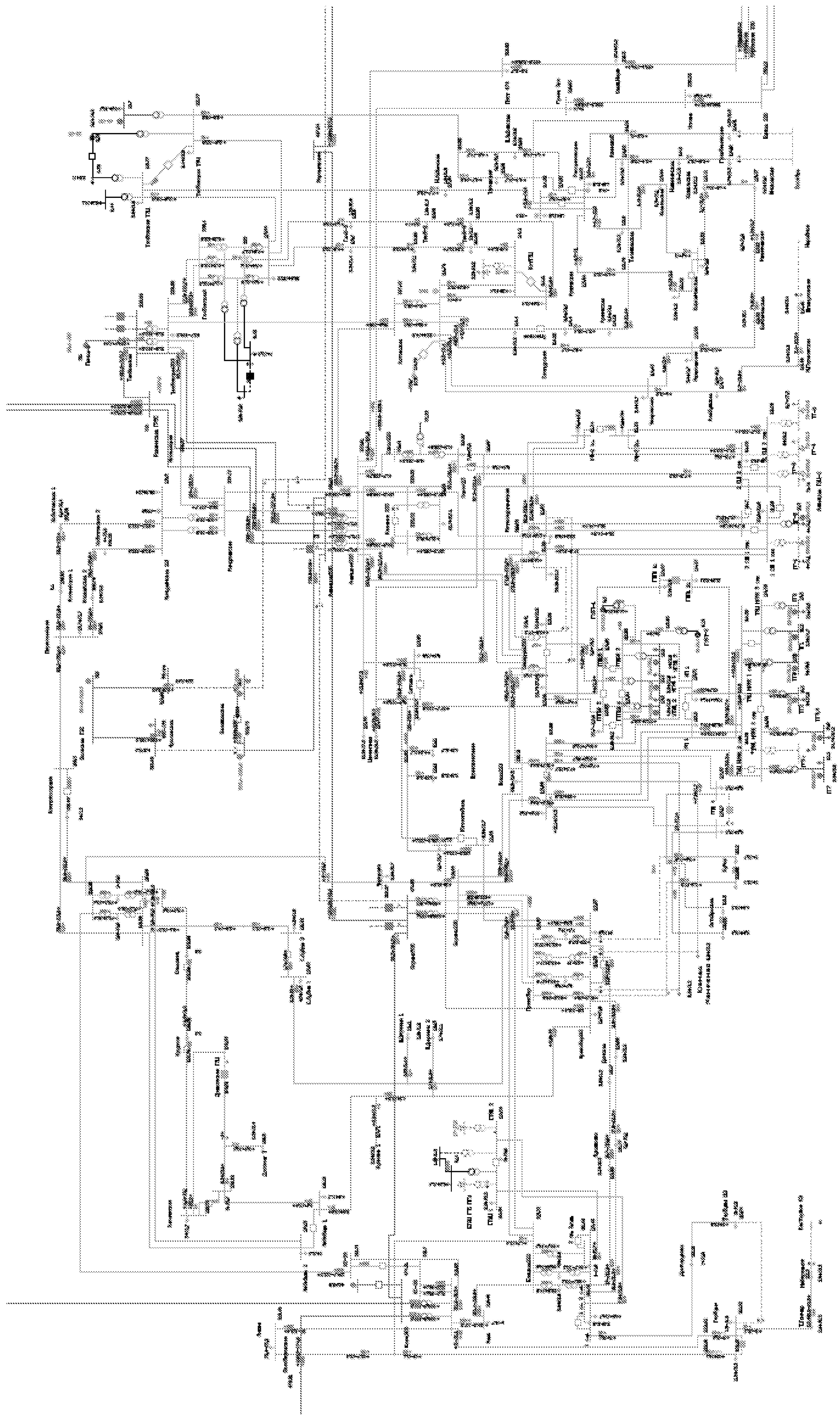


Рисунок 26. Отключение ВЛ 500 кВ Балайковская – Линецкая Западная с оттайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Линецкая – Барно. Летний минимум 2019 года.



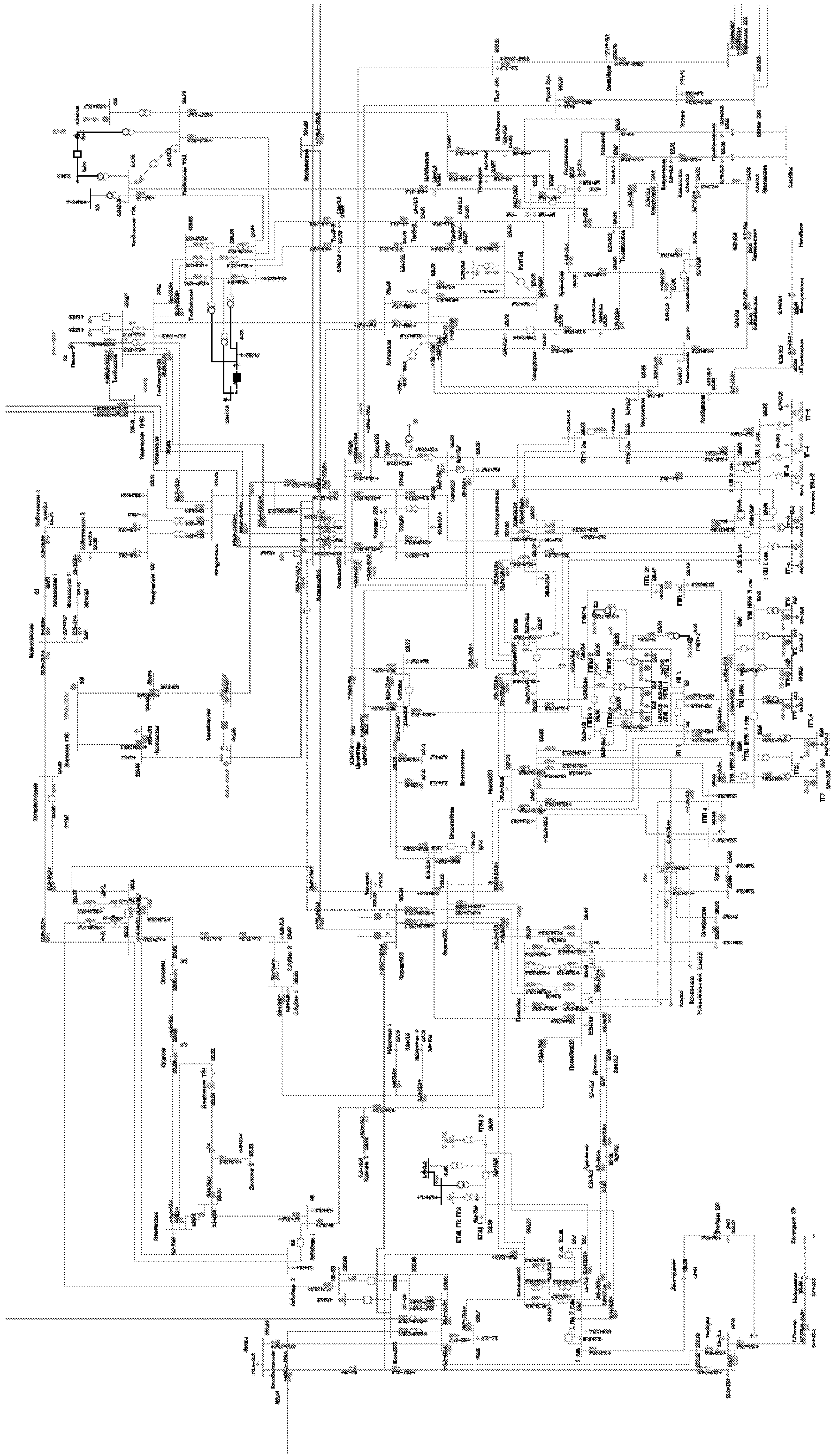


Рисунок 27. Отключение ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в слеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Новая 1 (II) цепь. Летний минимум 2023 года.



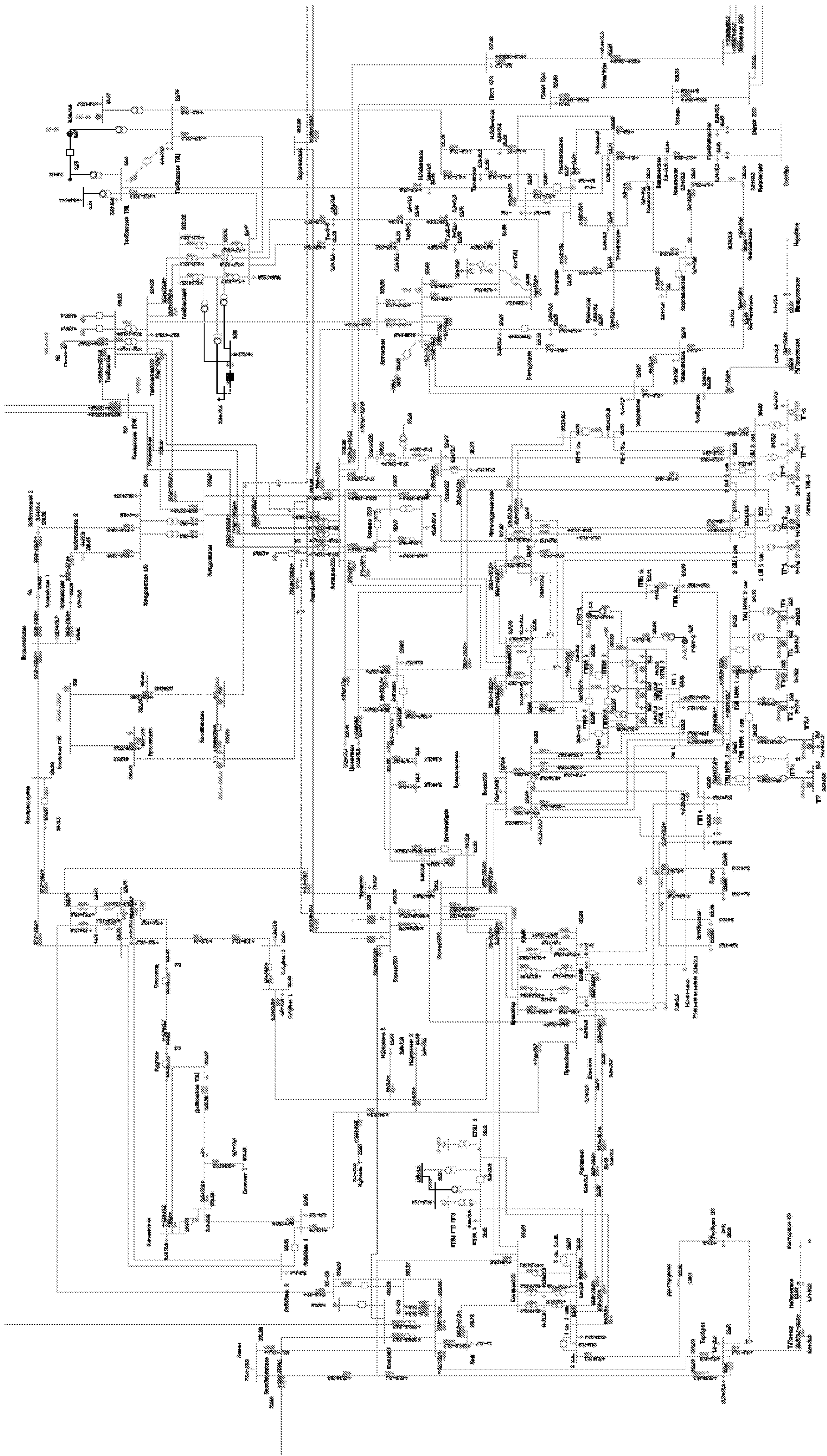


Рисунок 28. Отключение ВЛ 500 кВ Балашовская – Литецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Литецкая – Борина. Летний минимум 2023 года.

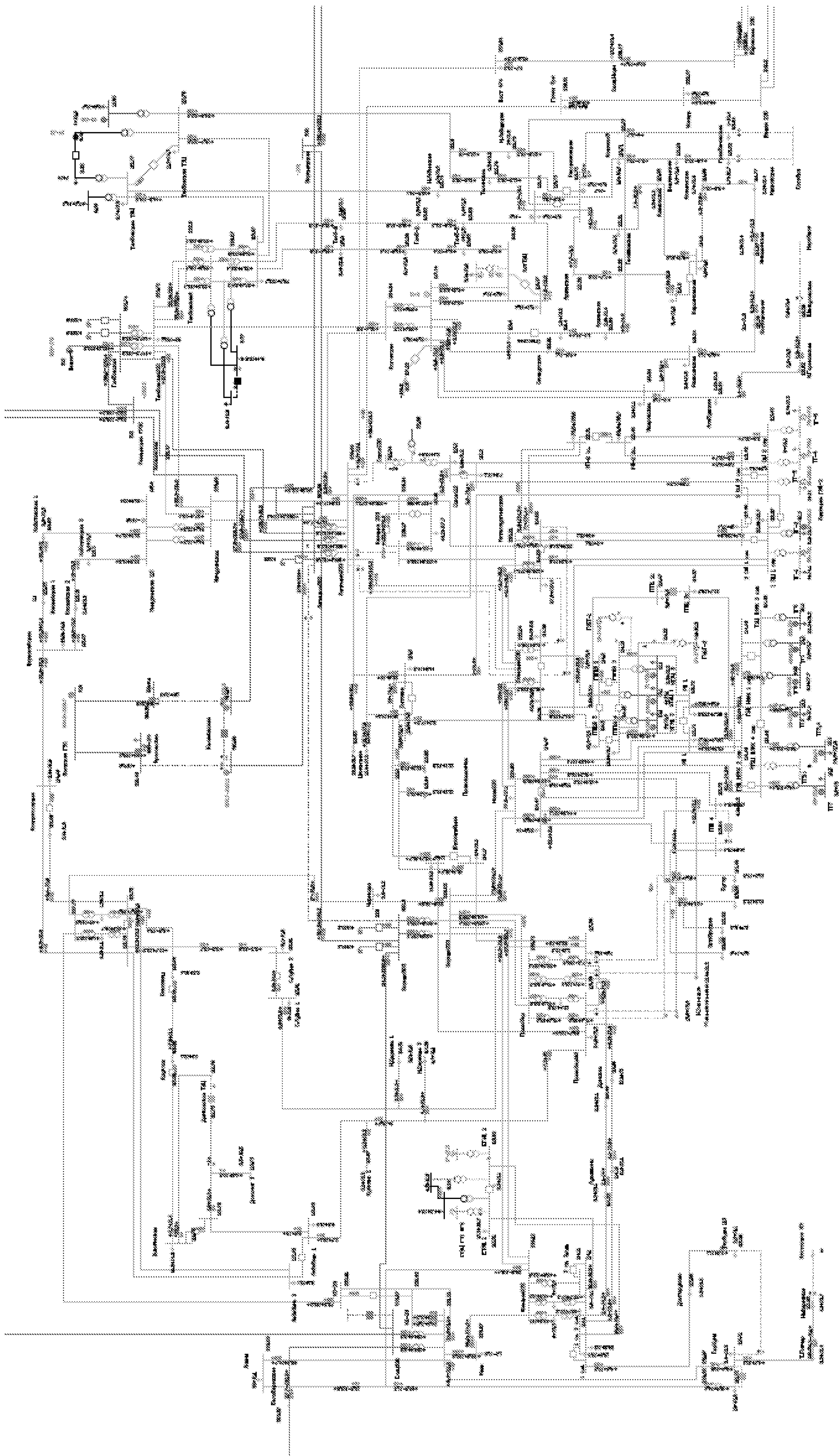


Рисунок 29. Отключение I сек. 220 кВ ПС 500 кВ Литейная – Борина. Летний максимум 2023 года.

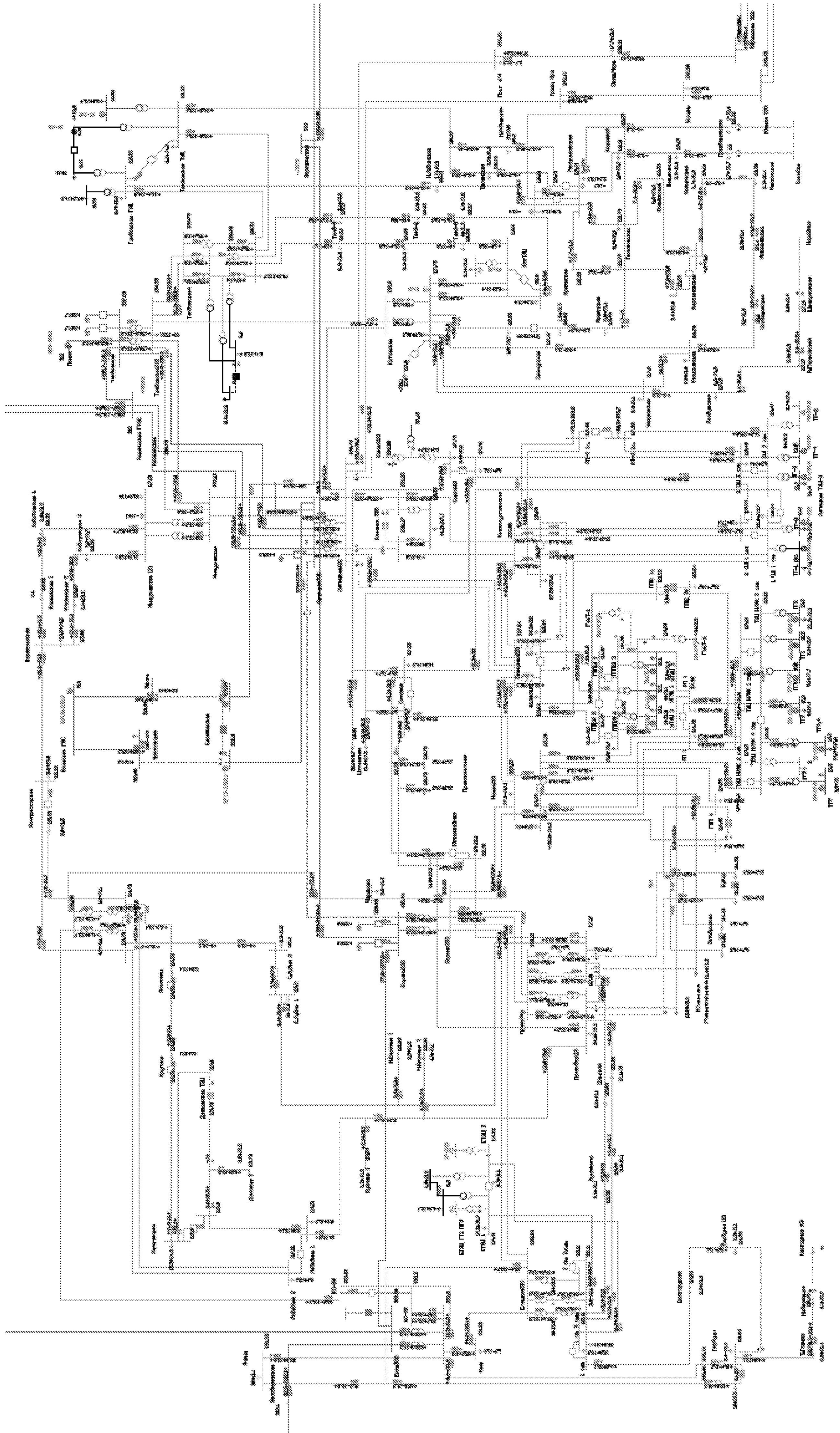


Рисунок 30. Отключение I сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борно с генерацией Липецкой ТЭЦ-2 315 МВт и отключение СВ 220 кВ ПС 220 кВ Козинка. Летний максимум 2023 года.



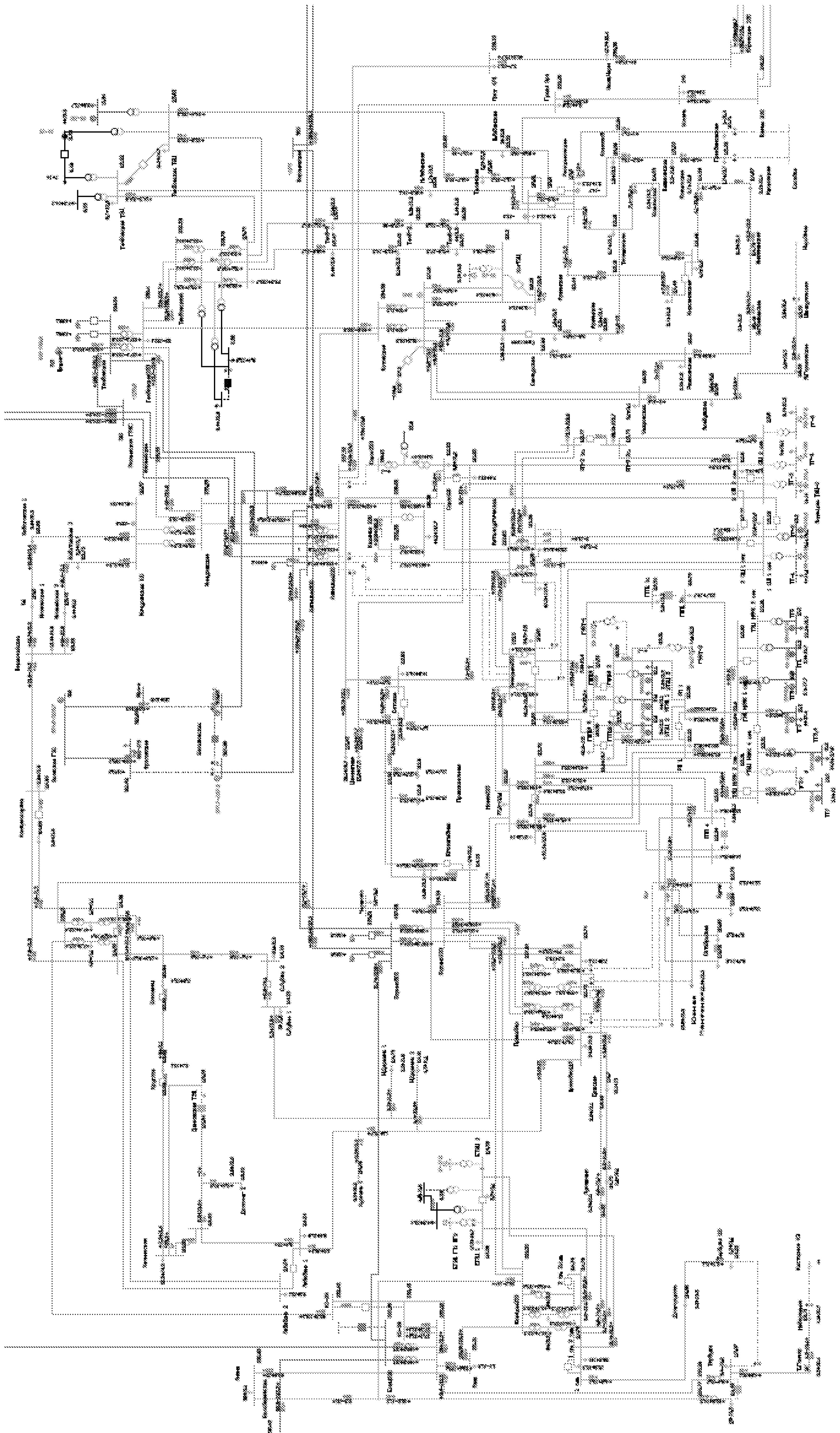


Рисунок 31. Отключение I сек. 220 кВ ПС 500 кВ Литецкая – Северная II цепь. Летний максимум 2023 года.



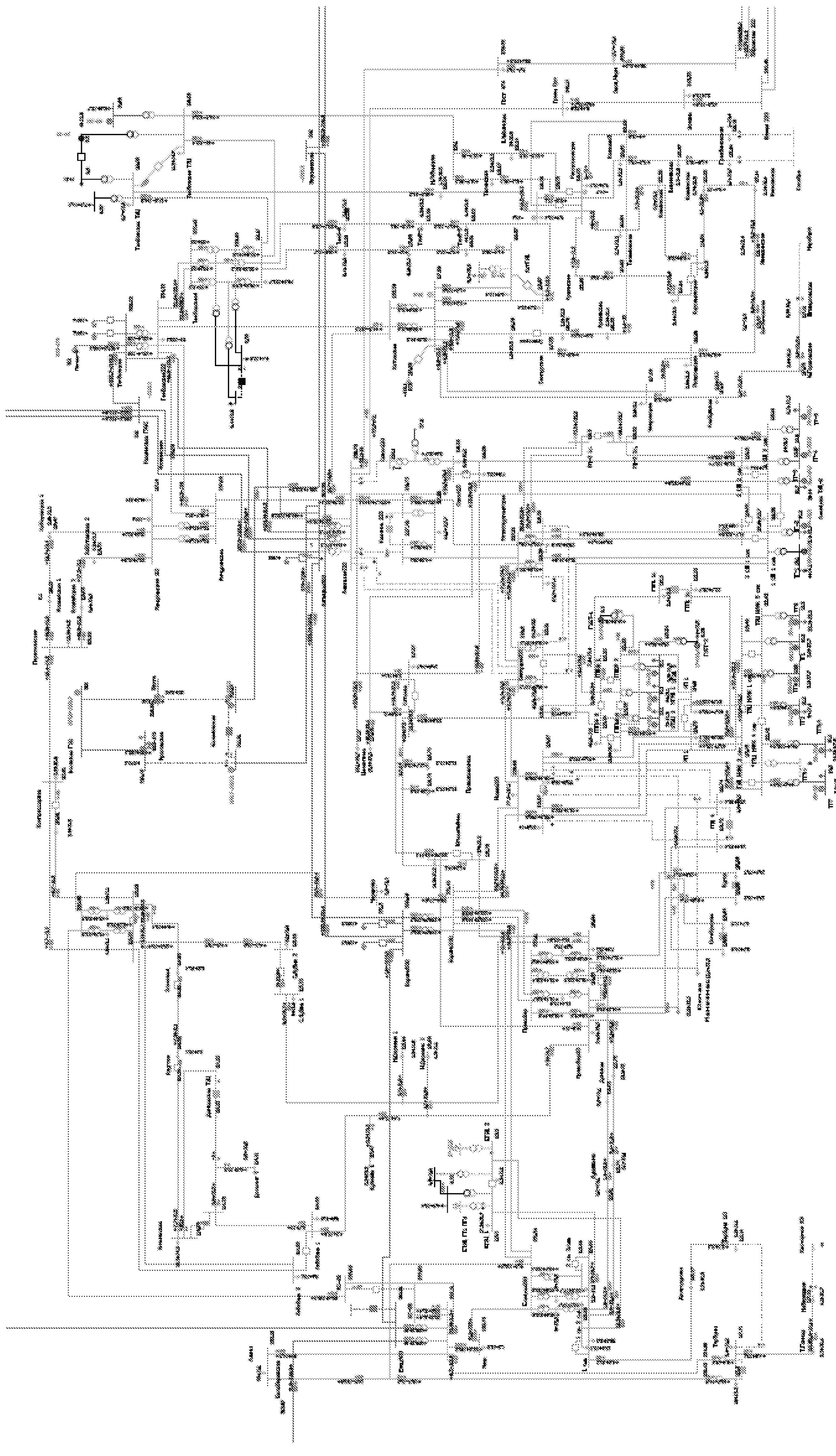


Рисунок 32. Отключение I сек. 220 кВ ПС 500 кВ Литейная в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Литейная – Северная II сеть с генерацией Литейной ГЭЦ - 2 396 МВт и переводом питания ПС 110 кВ. Летний максимум 2023 года.

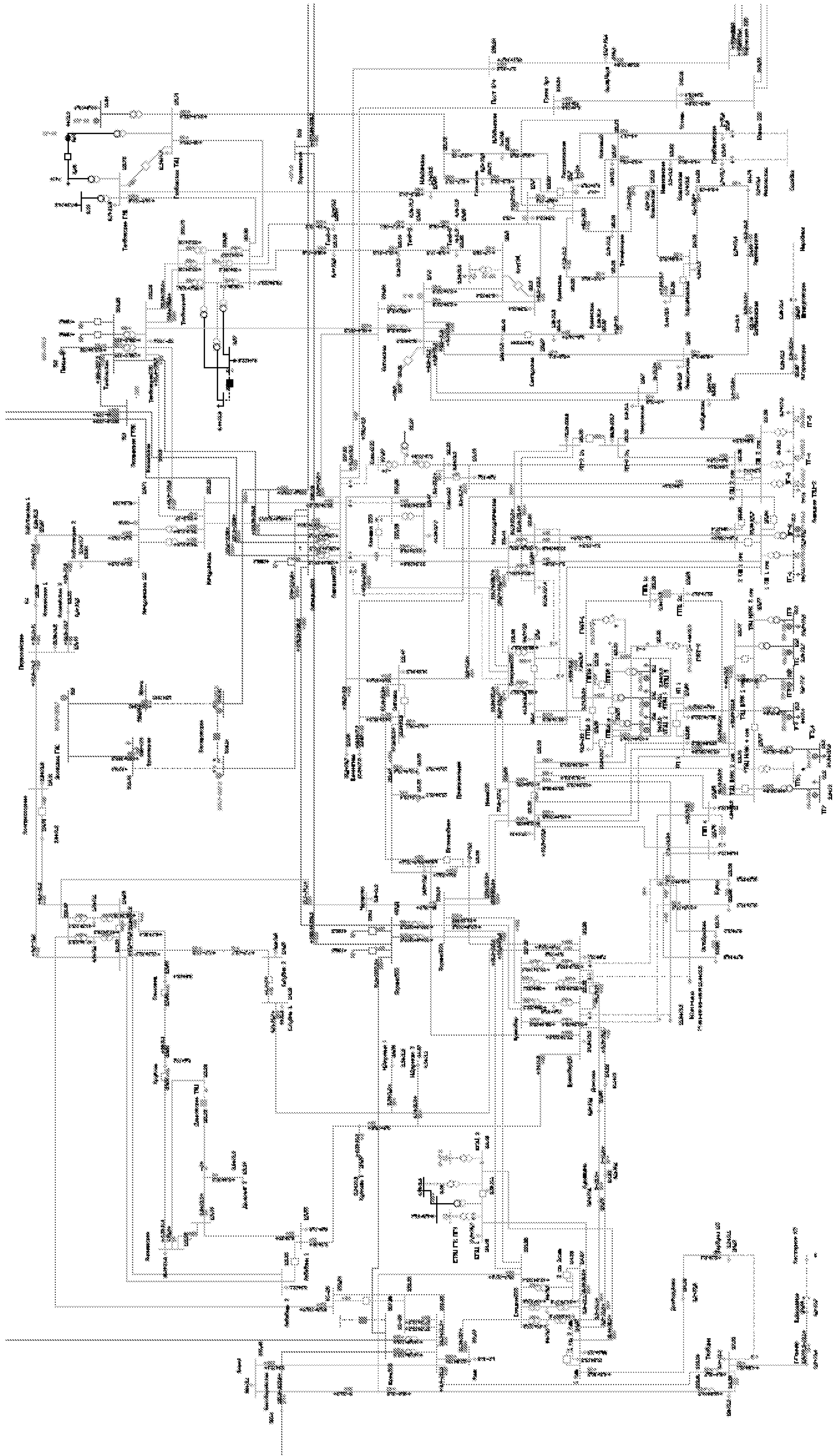


Рисунок 33. Отключение I сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка II часть. Летний максимум 2023 года.

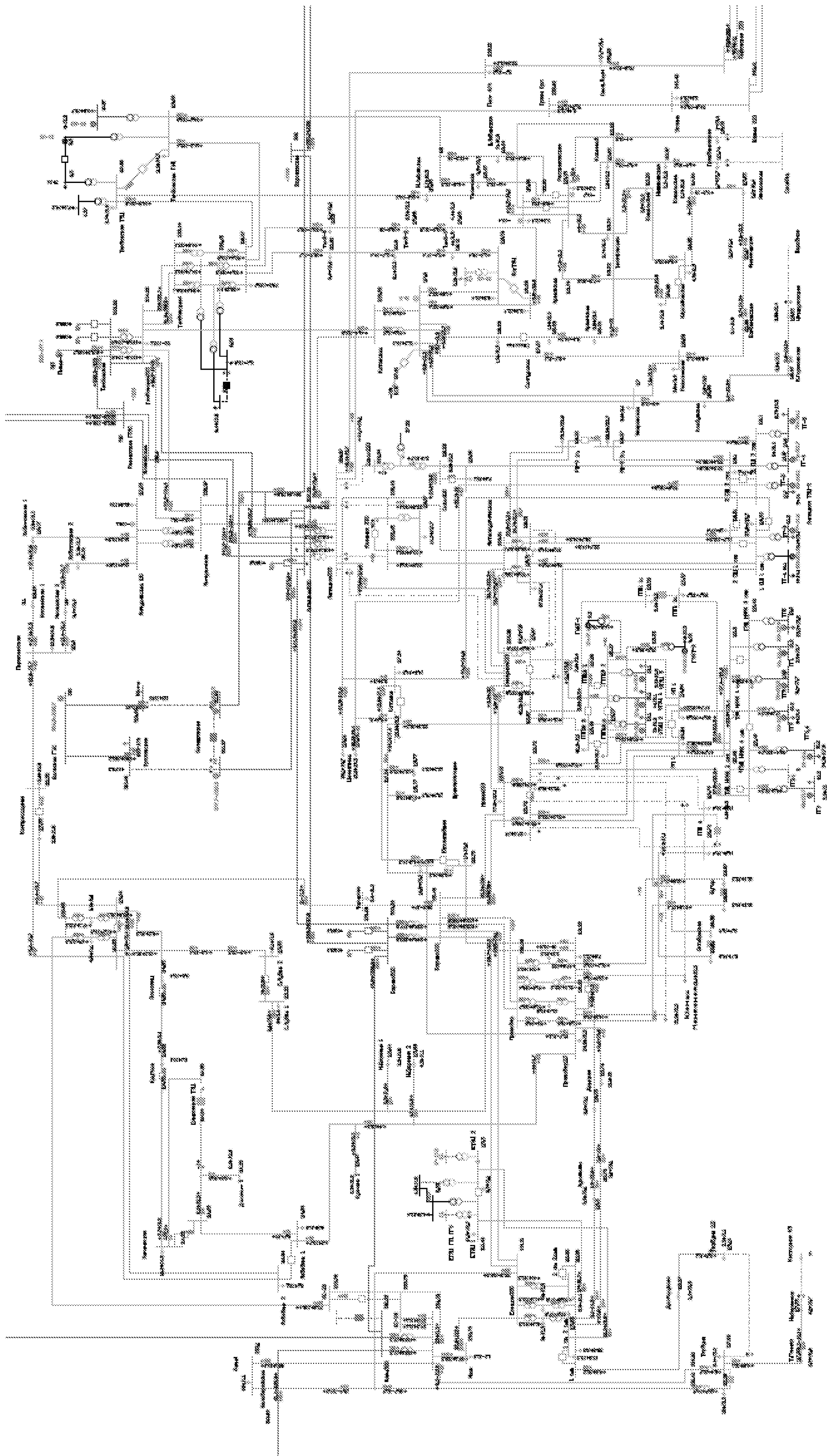


Рисунок 34. Отключение 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка II цепь с генерацией Липецкой ГЭЦ - 2 396 МВт. Летний максимум 2023 года.



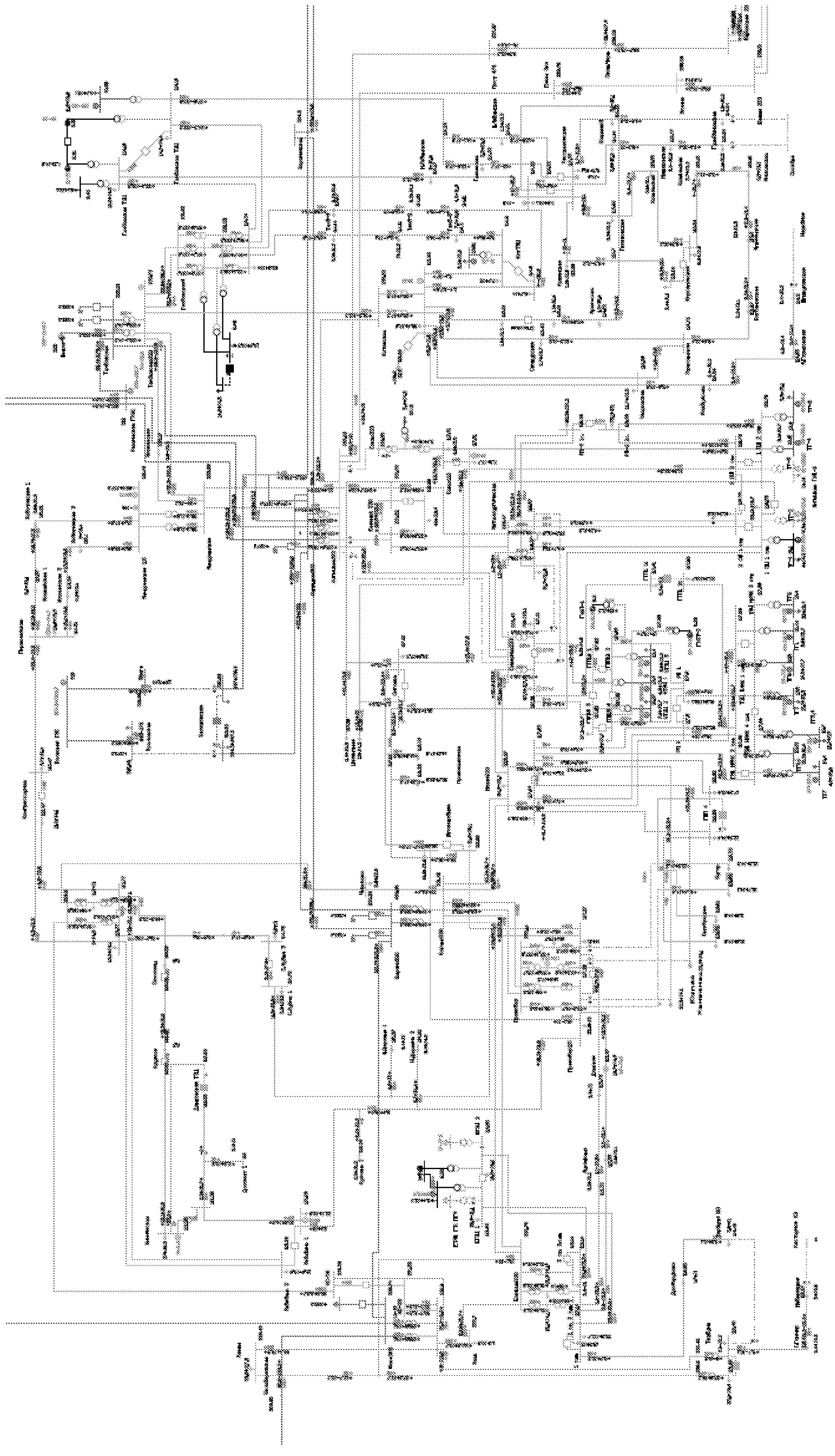


Рисунок 35. Отключение 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая. Зимний максимум 2023 года.



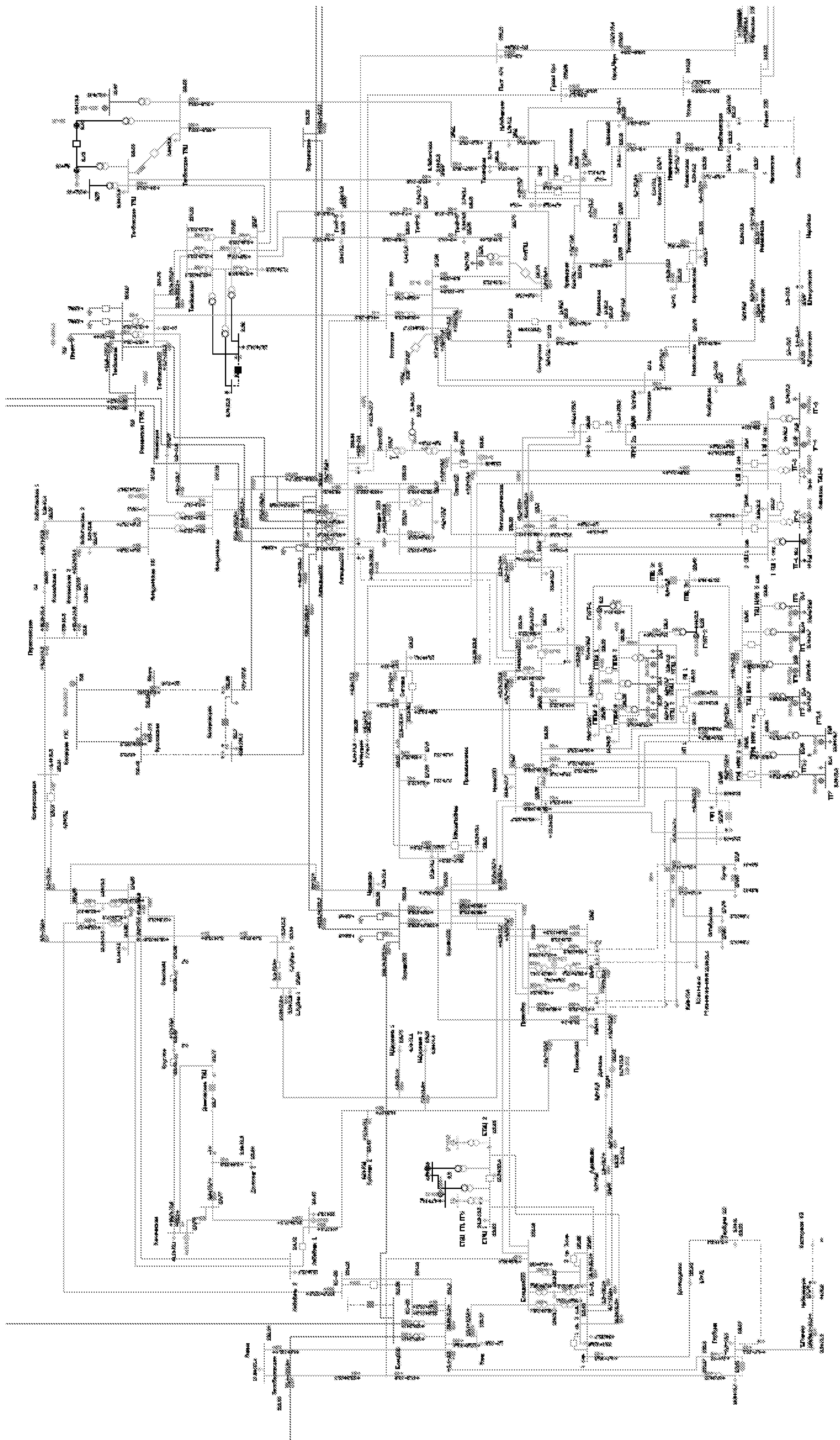


Рисунок 36. Отключение 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая. Зимний минимум 2023 года.

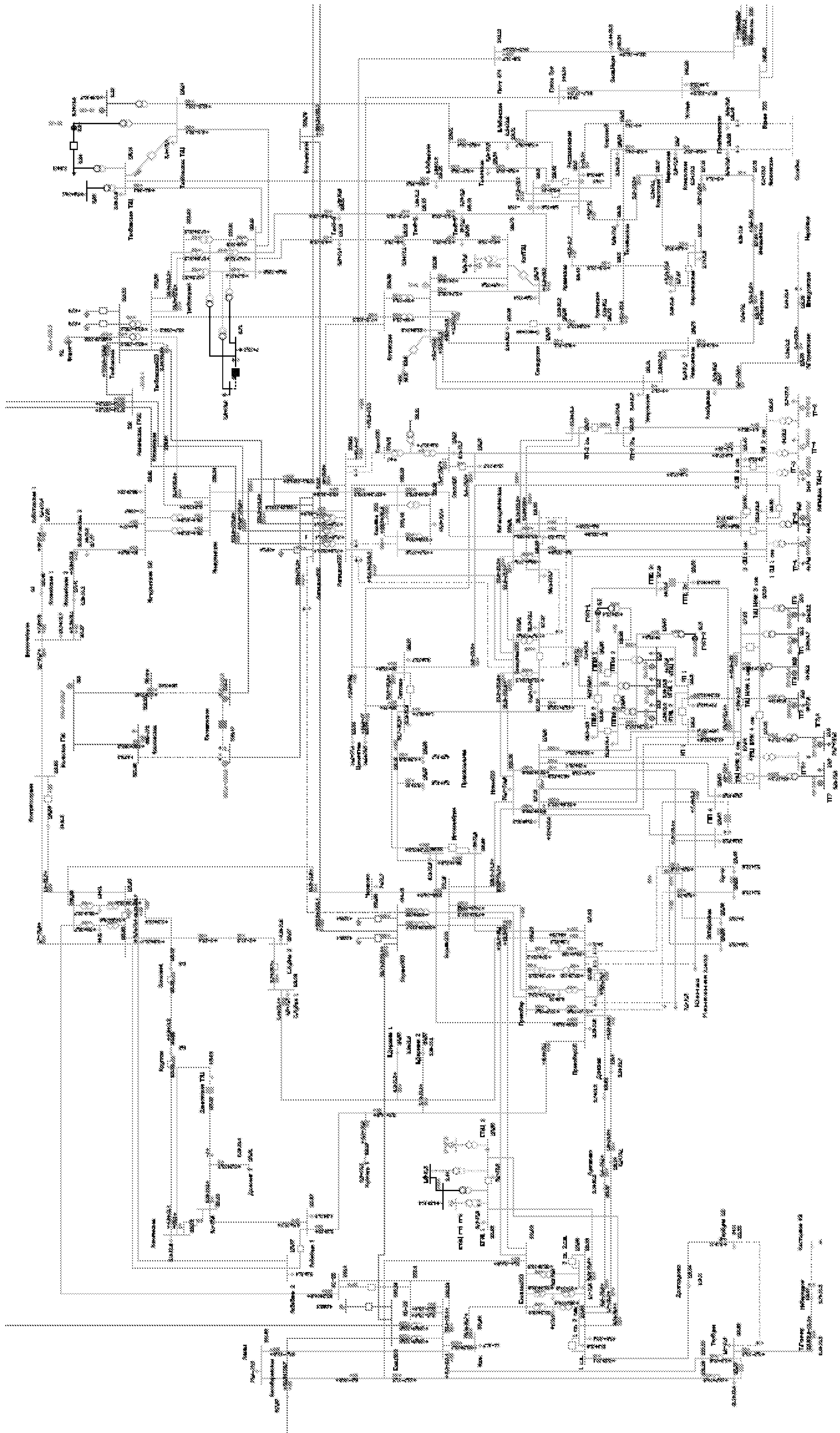


Рисунок 37. Отключение 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Литейная в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Литейная – Борно. Летний минимум 2023 года.

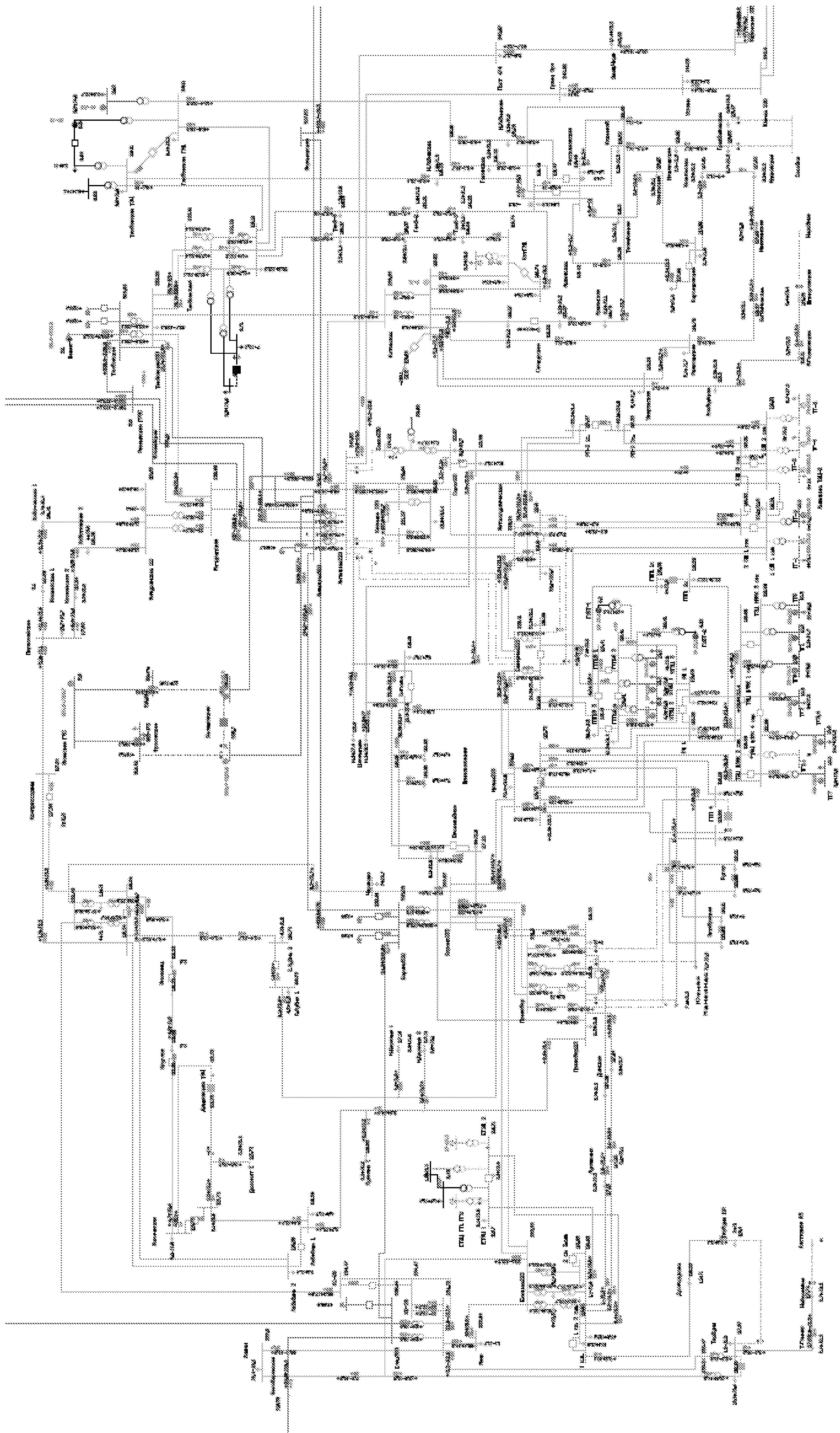


Рисунок 38. Отключение I сек. 220 кВ ЛП 500 кВ Литейная – Северная II часть. Летний минимум 2023 года.



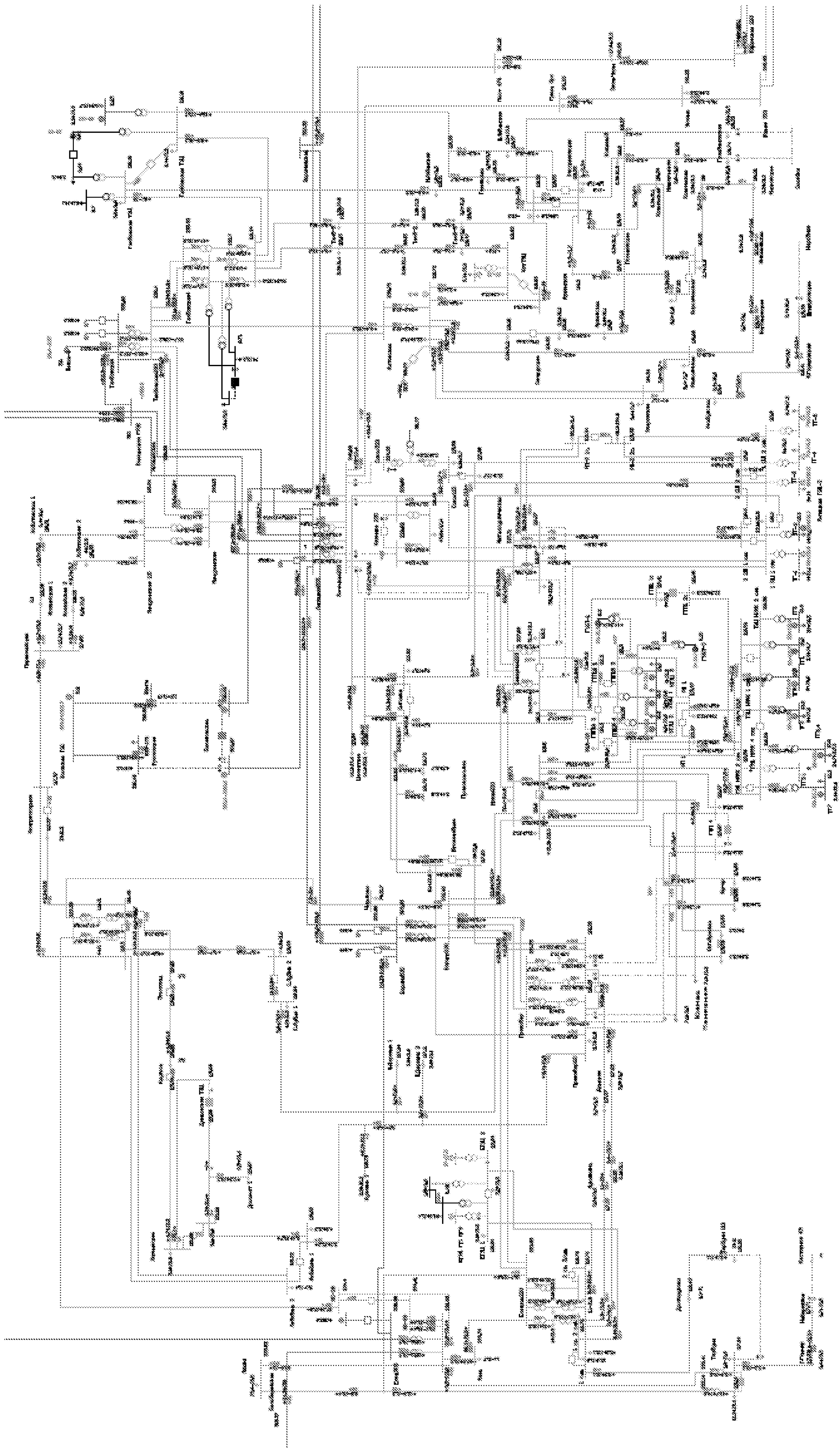


Рисунок 39. Отключение I сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая – Казанка II цепь. Летний минимум 2023 года.



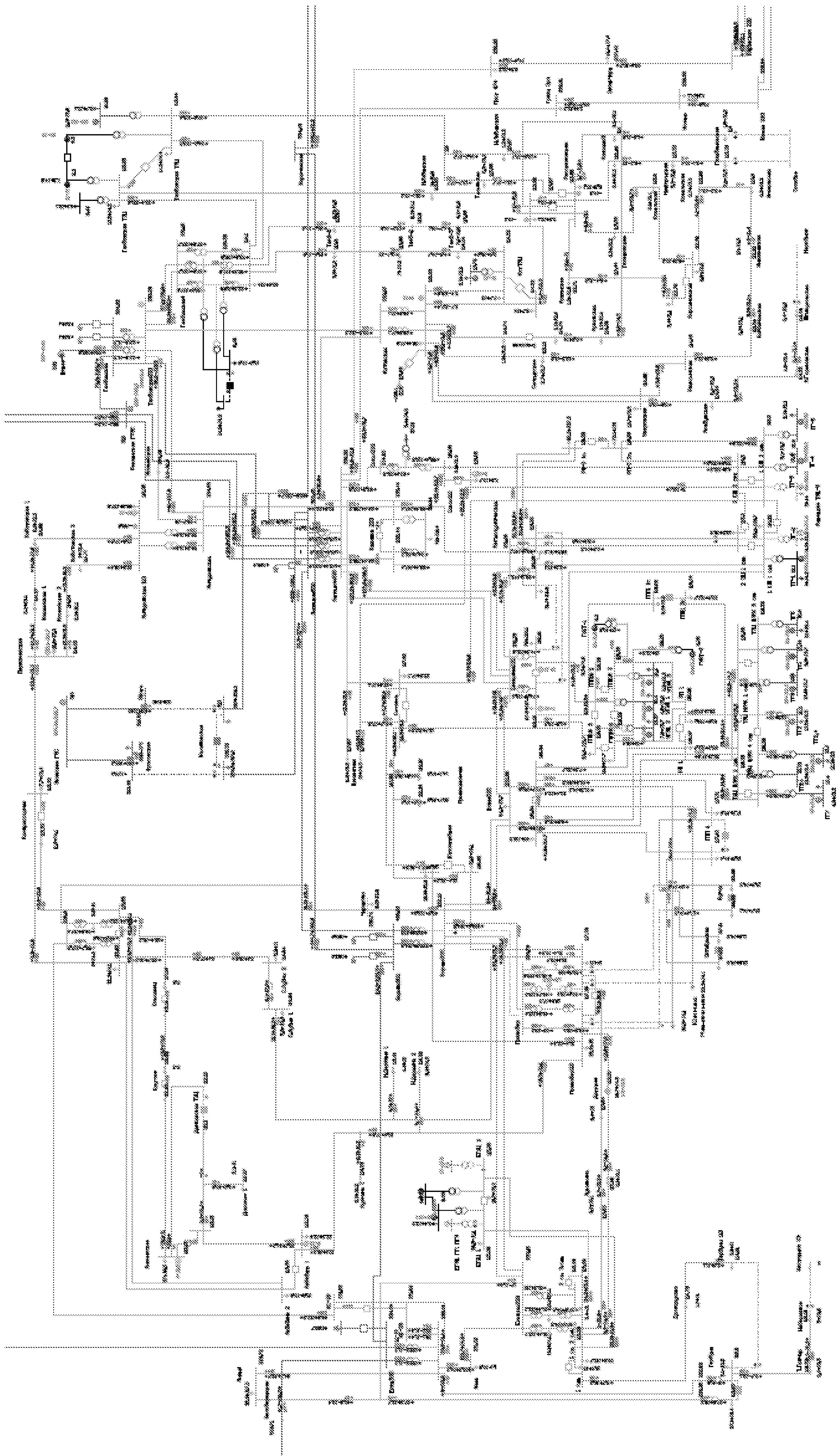


Рисунок 40. Отключение ВЛ 220 кВ Борино – Правобережная II часть. Зимний максимум 2023 года.

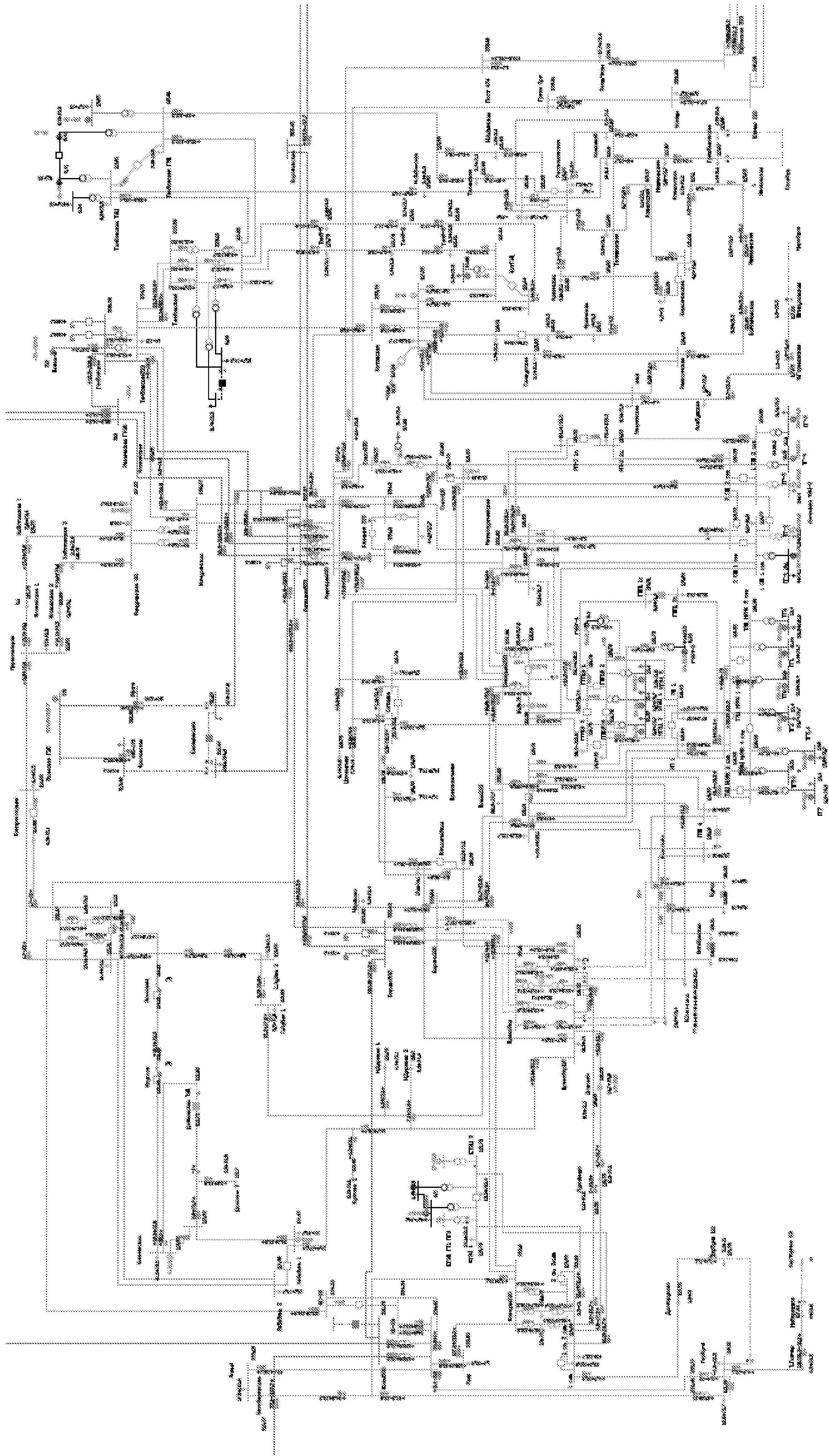


Рисунок 41. Отключение ВЛ 220 кВ Борно – Пращеберезная II цепь. Зимний минимум 2013 года.

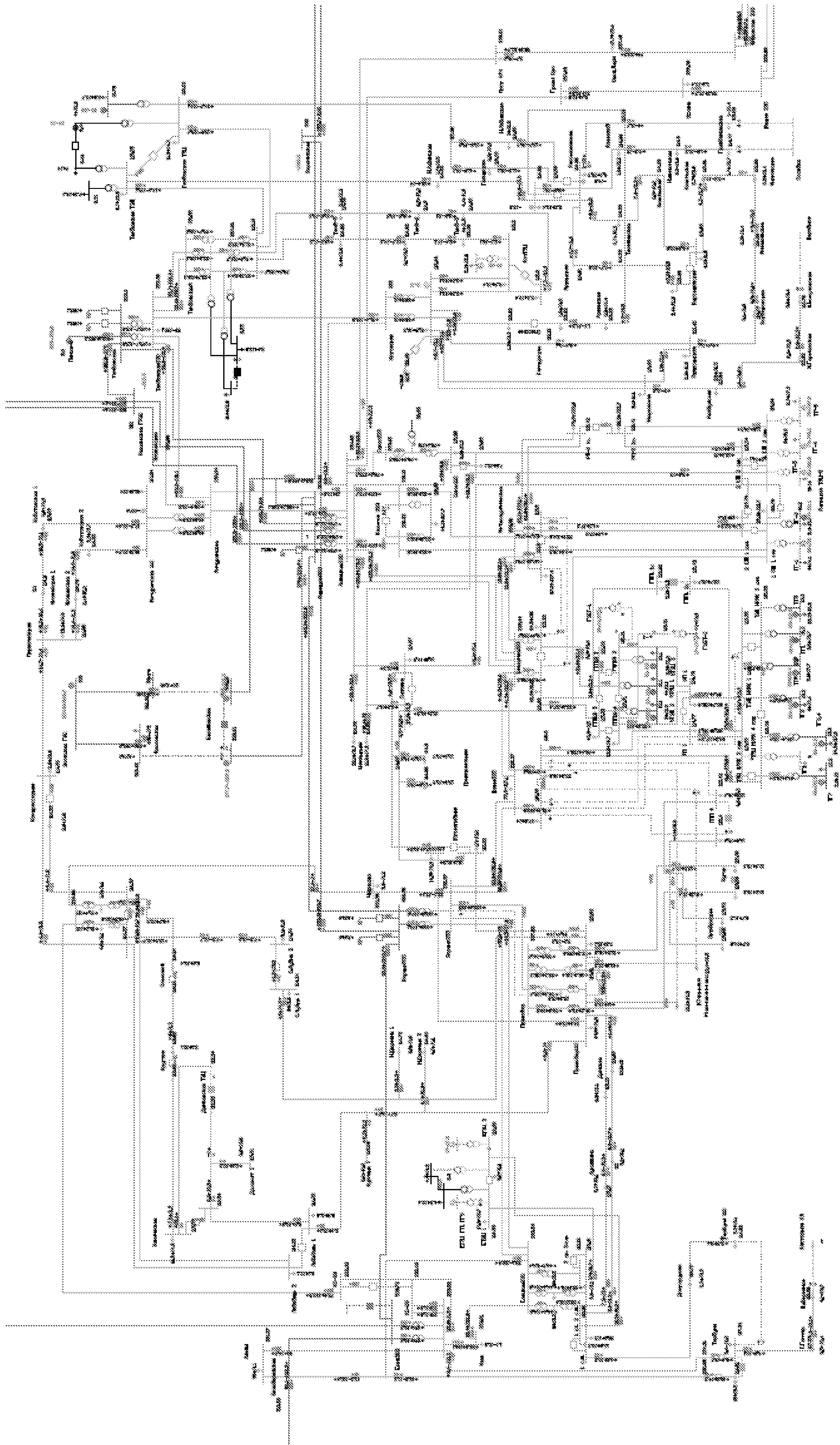


Рисунок 42. Отключение ВЛ 220 кВ Борино – Правобережная II цепь в схеме ремонта 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Новая с переводом нагрузки по сети 110 кВ. Левый максимум  
2023 года.



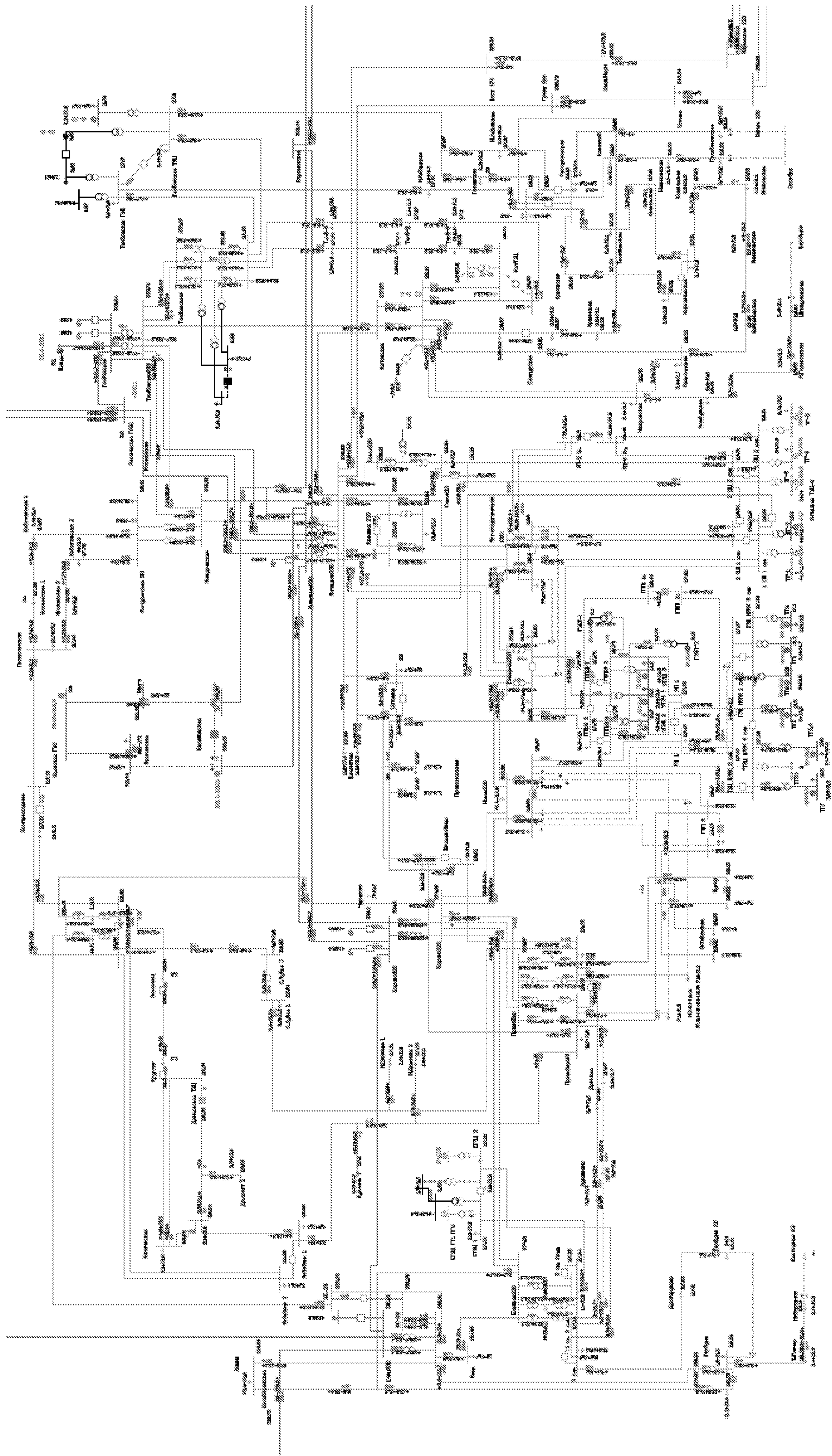


Рисунок 43. Отключение ВЛ 220 кВ Борино – Правобережная II цепь в схеме ремонта 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Новая с переводом нагрузки по сети 110 кВ. Летний минимум 2023 года.



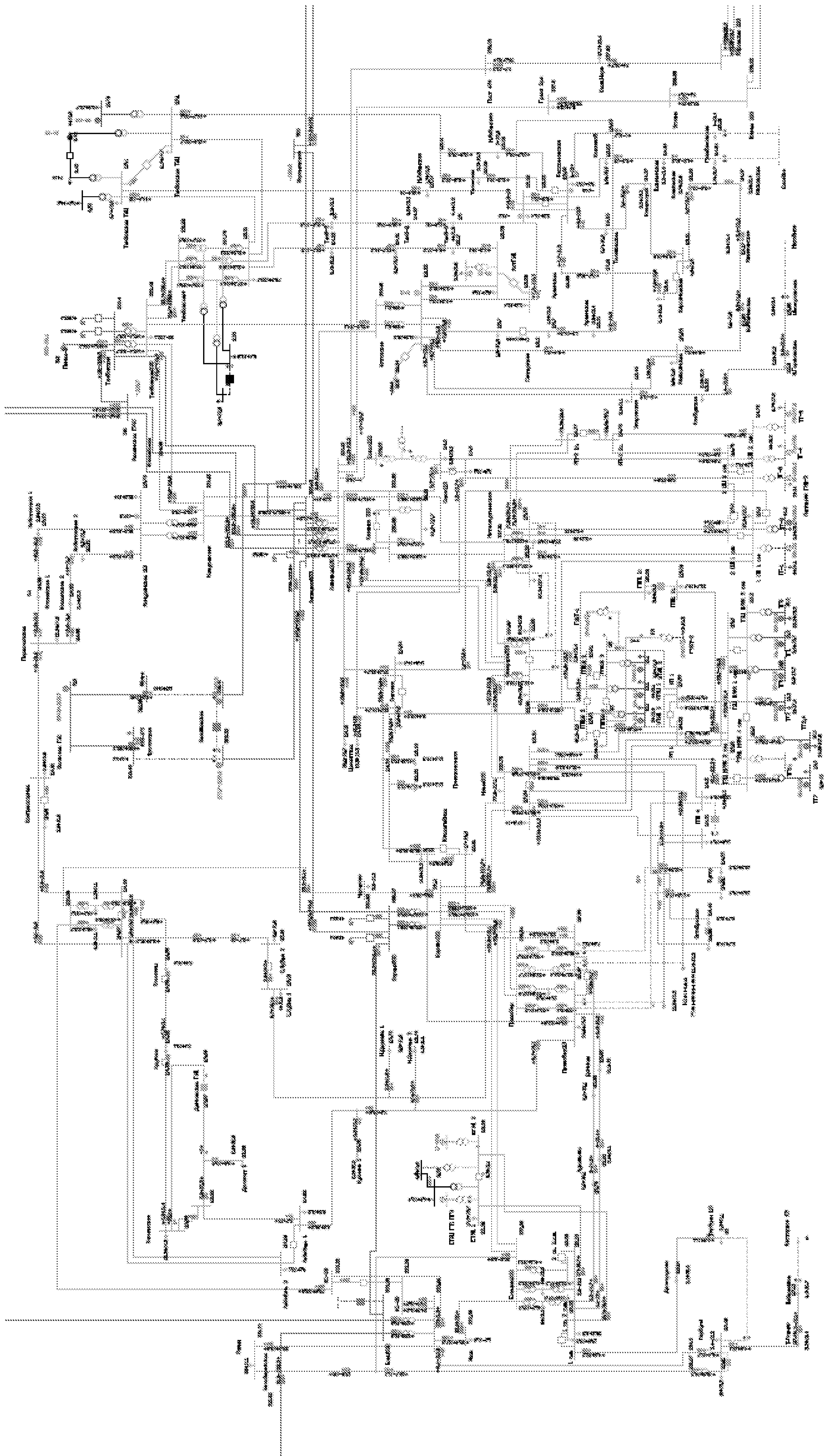


Рисунок 44. Ремонтная схема АТ 220/110 кВ на ИС 220 кВ Сокол. Летний максимум 2023 года.

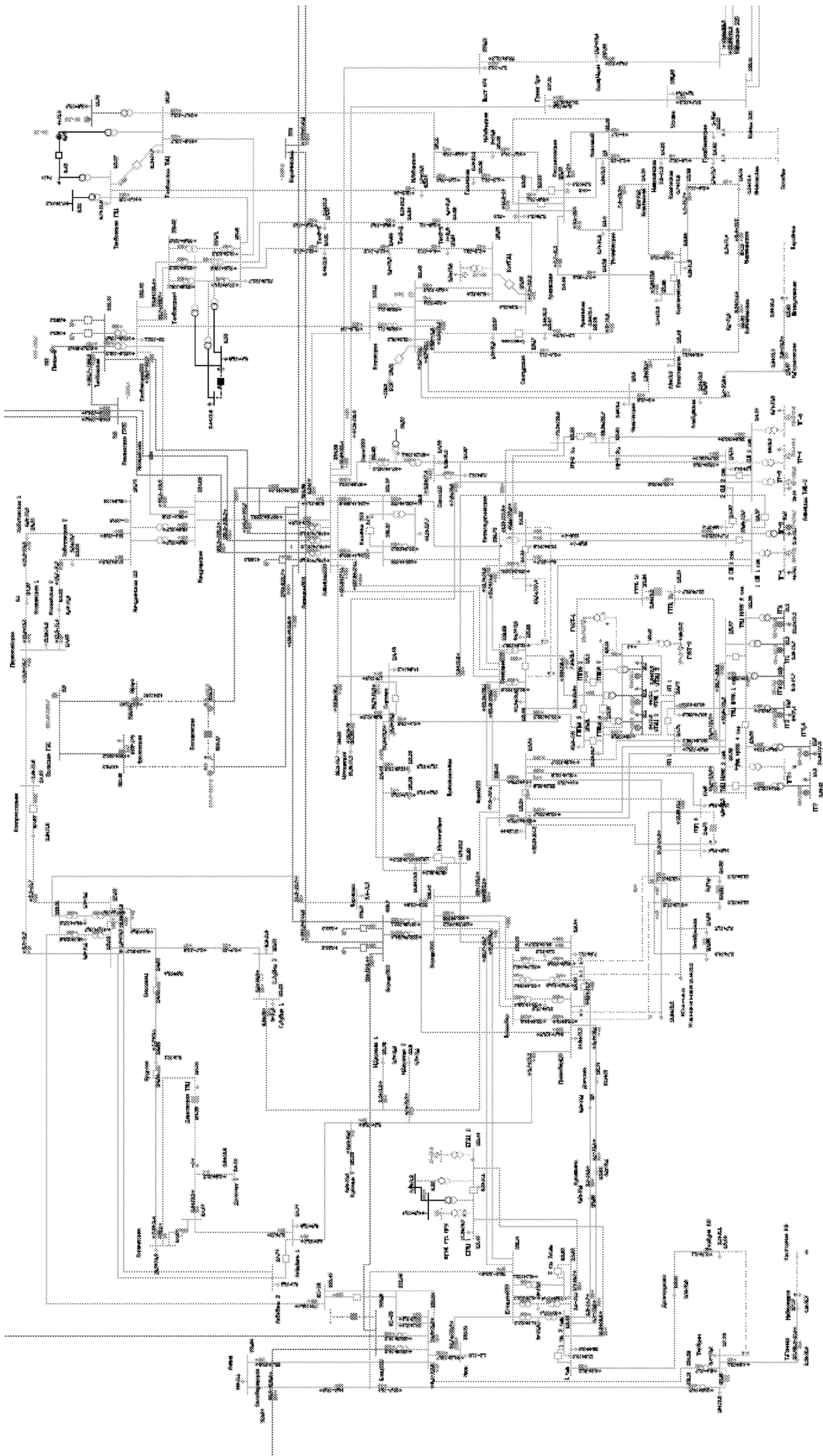


Рисунок 45. Ремонтная схема АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Металлургическая. Летний максимум 2023 года.

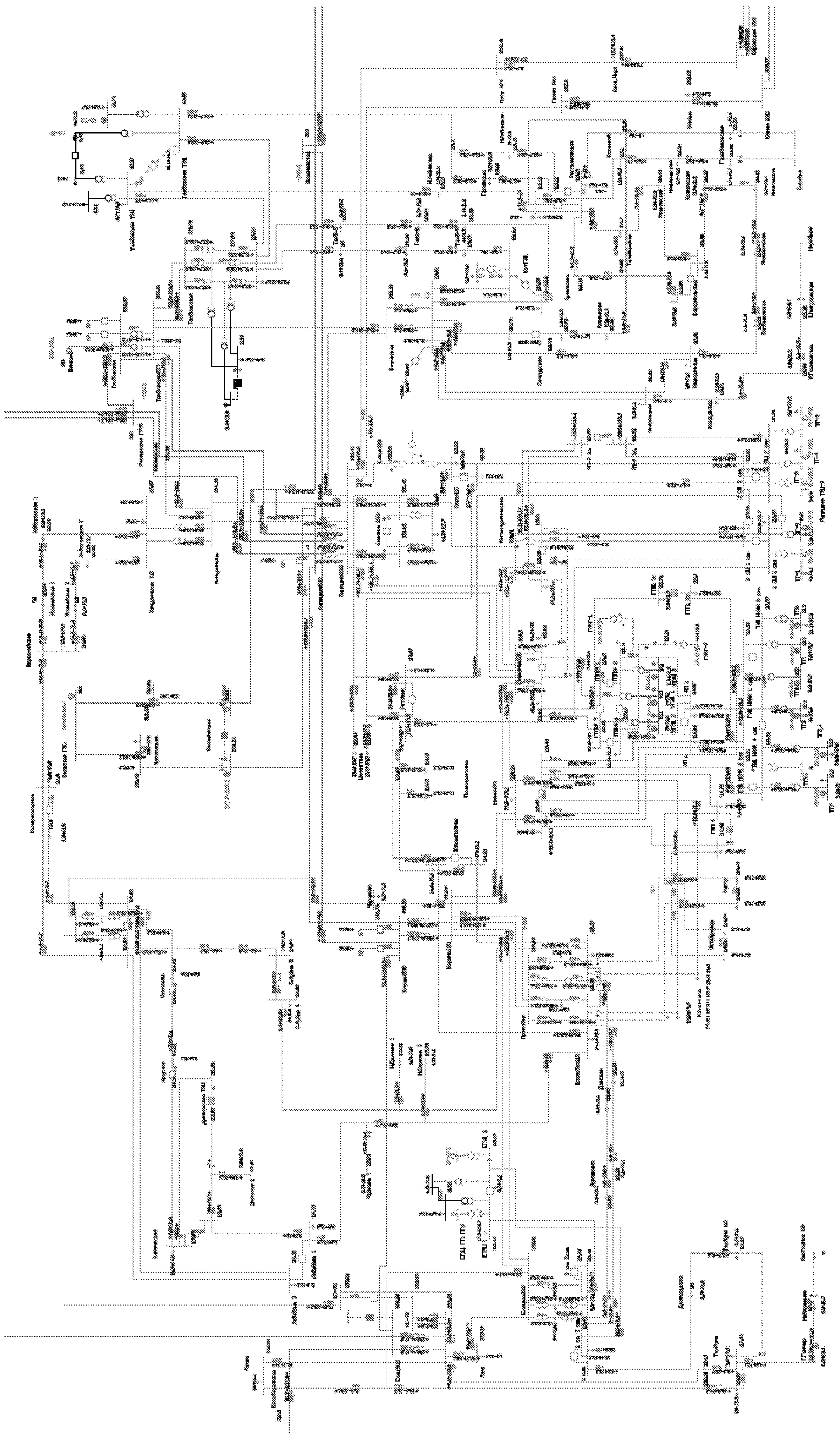


Рисунок 46. Отключение АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Сокол в схеме ремонта АТ-2 220/110 кВ на ПС 220 кВ Металлургическая. Летний максимум 2023 года.



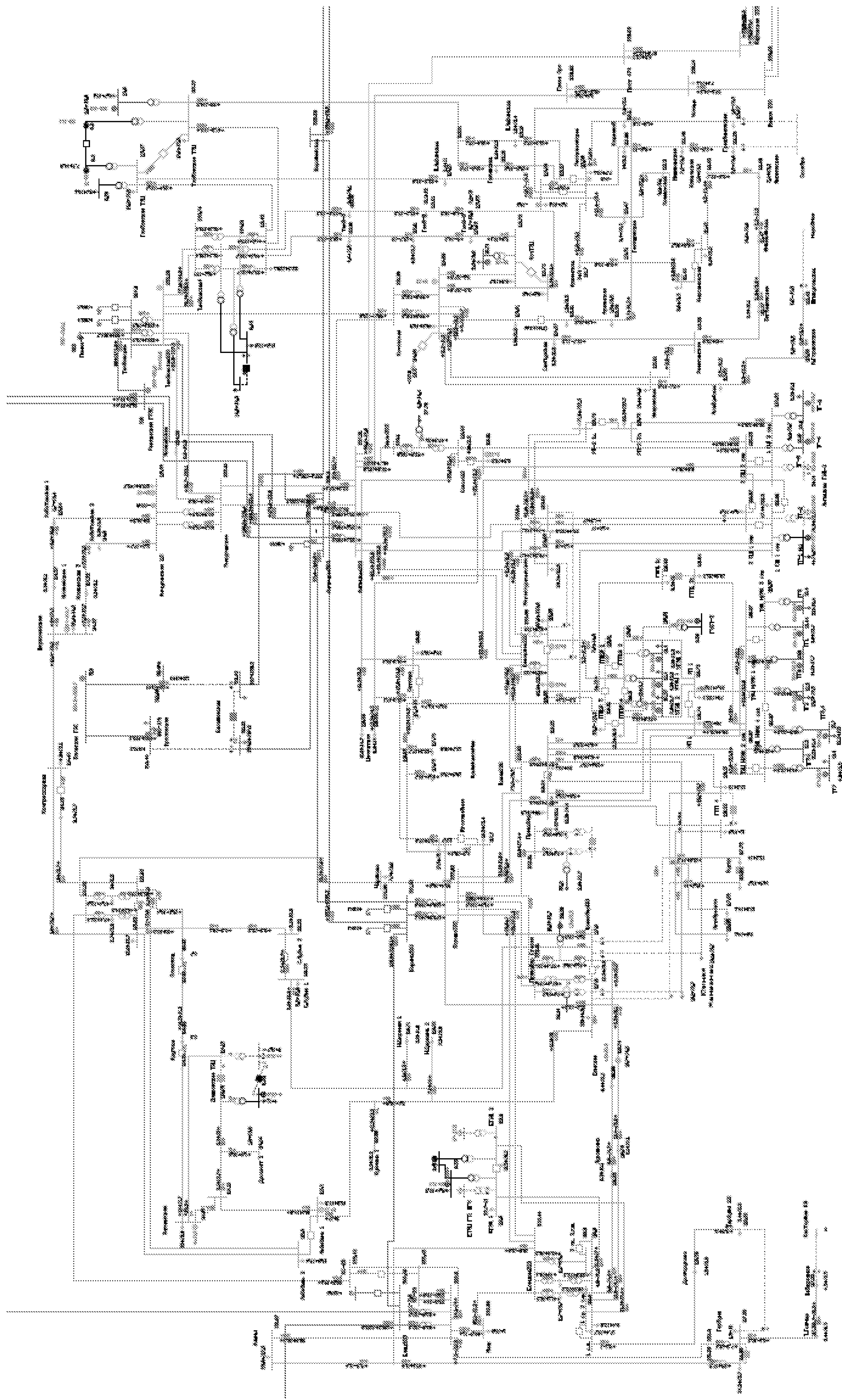


Рисунок 1. Потокораспределение в отчетный период. Зимний максимум 2016 года. Нормальный режим.



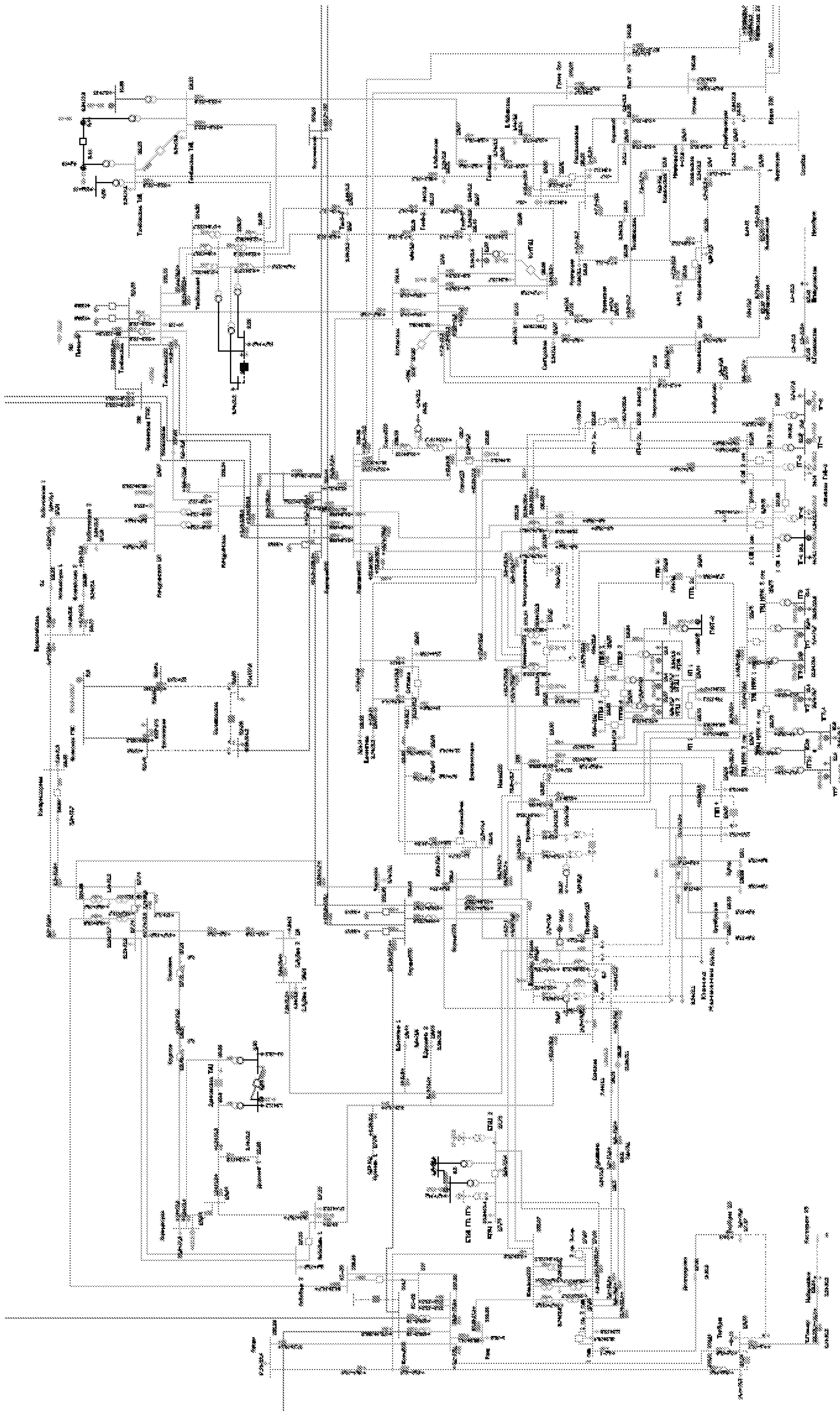


Рисунок 2. Потокораспределение в отчетный период. Зимний минимум 2016 года. Нормальный режим.

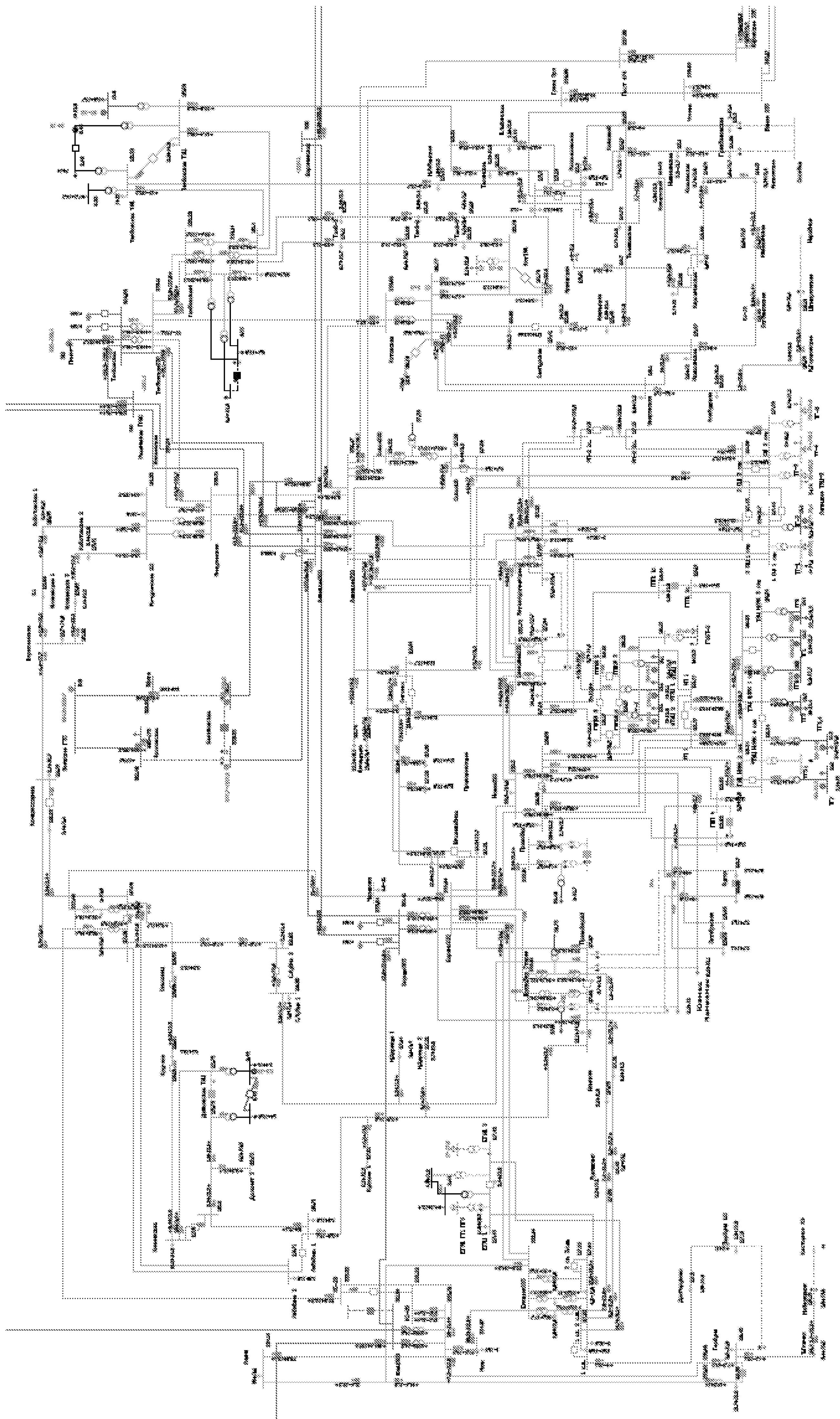


Рисунок 3. Потокораспределение в отчетный период. Летний максимум 2017 года. Нормальный режим.

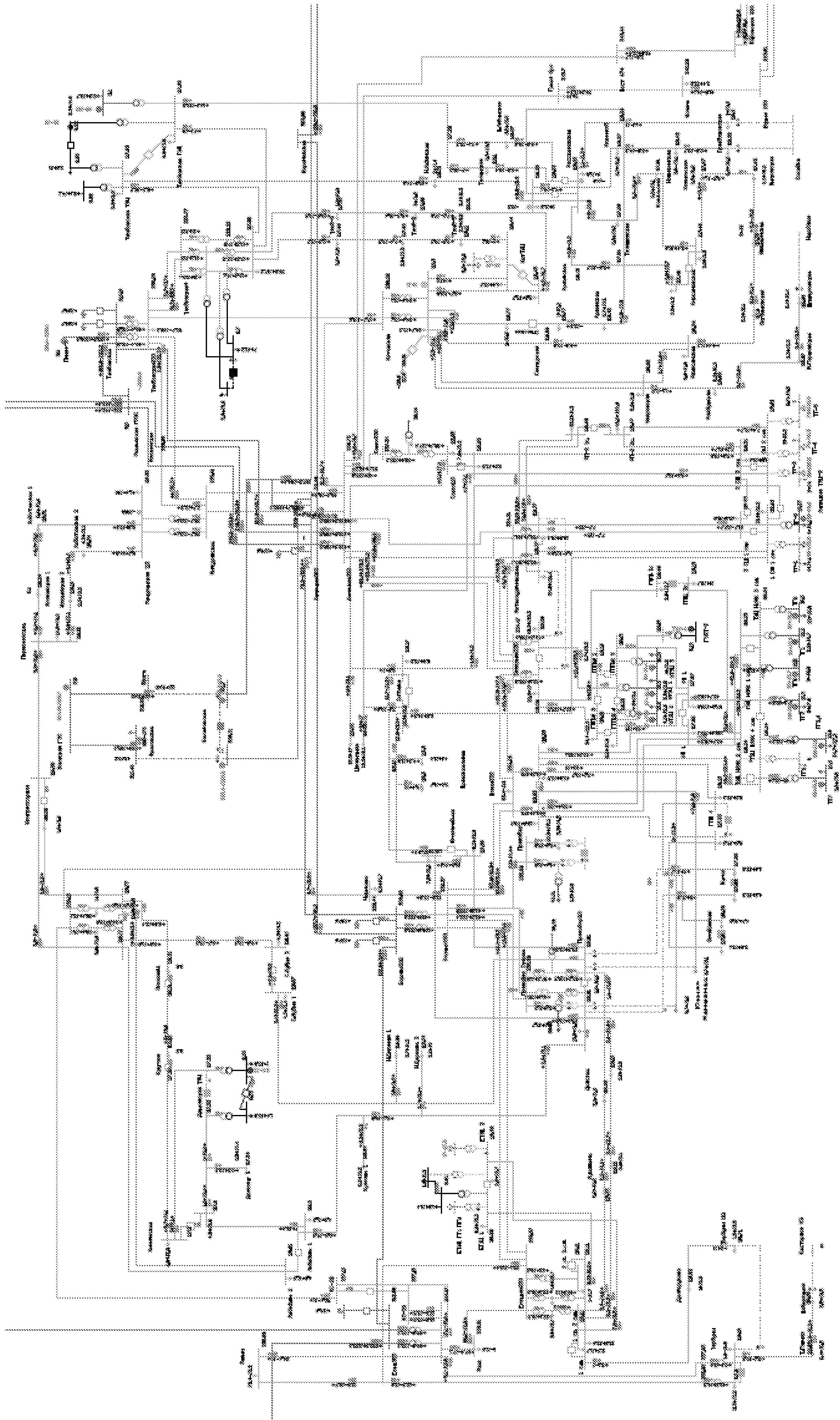


Рисунок 4. Потокораспределение в отчетный период. Летний минимум 2017 года. Нормальный режим.



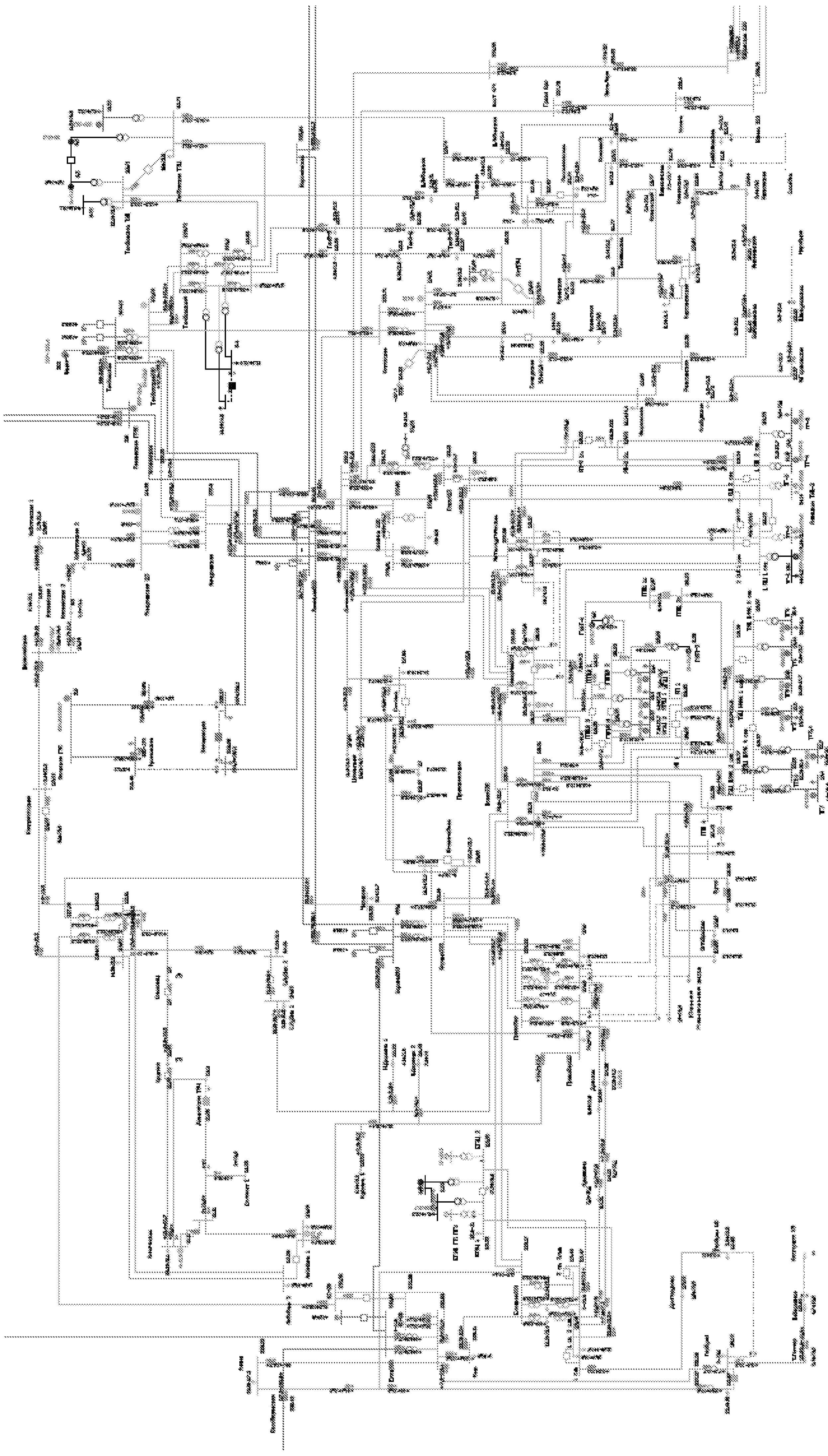


Рисунок 5. Потокораспределение в зимний максимум 2019 года. Нормальный режим.



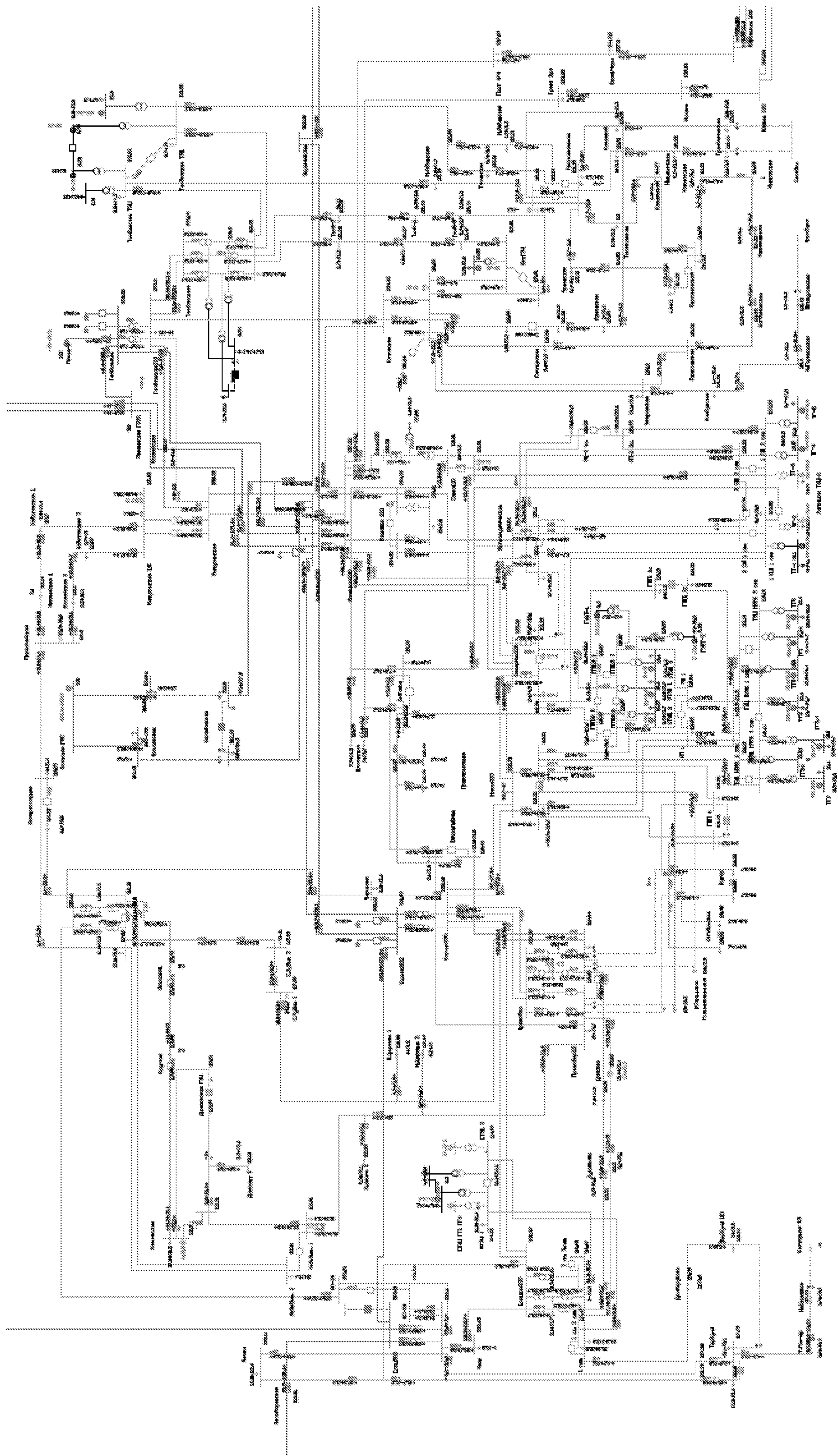


Рисунок 6. Потокораспределение в зимний минимум 2019 года. Нормальный режим.

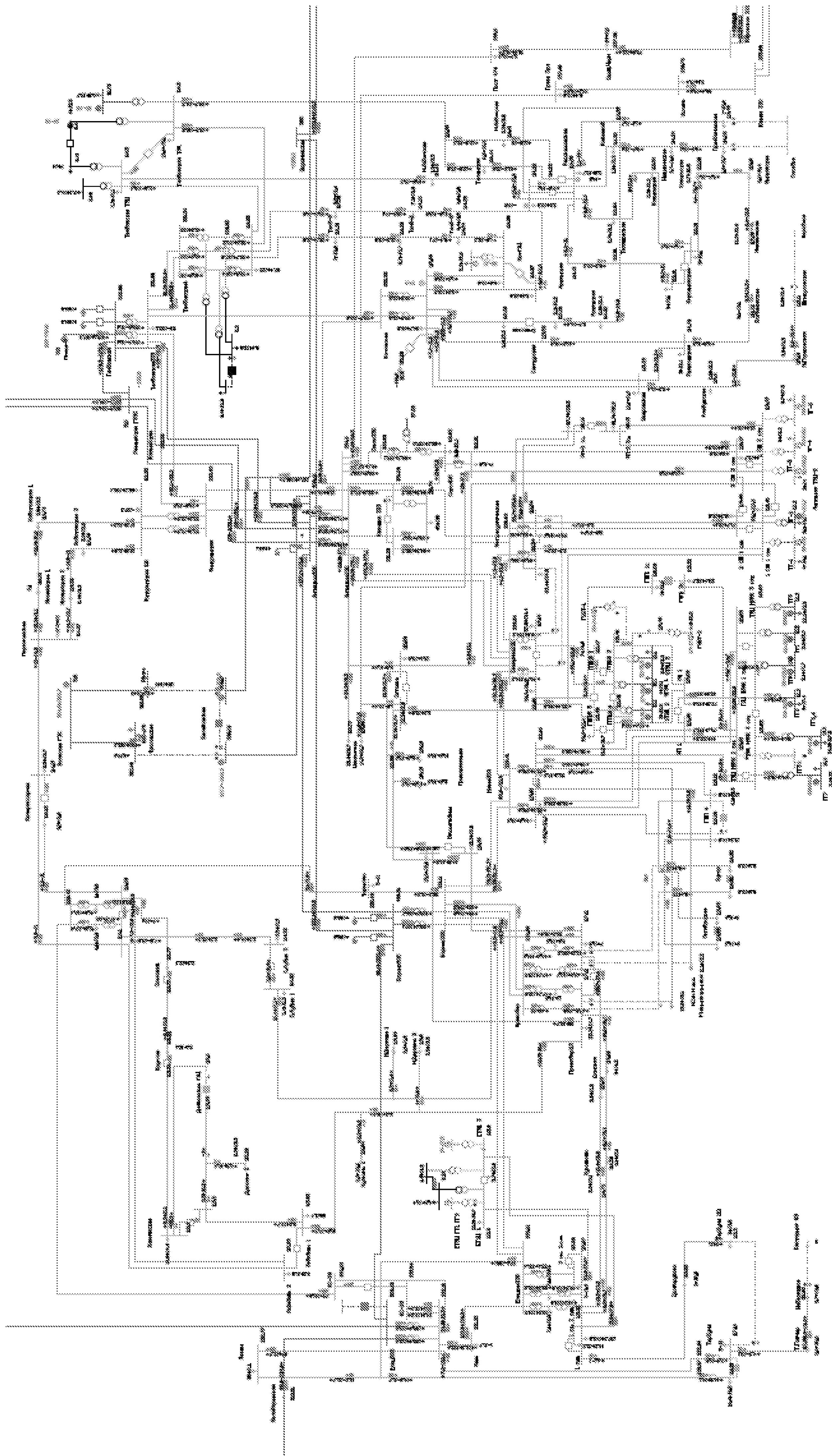


Рисунок 7. Потокораспределение в летний максимум 2019 года. Нормальный режим.

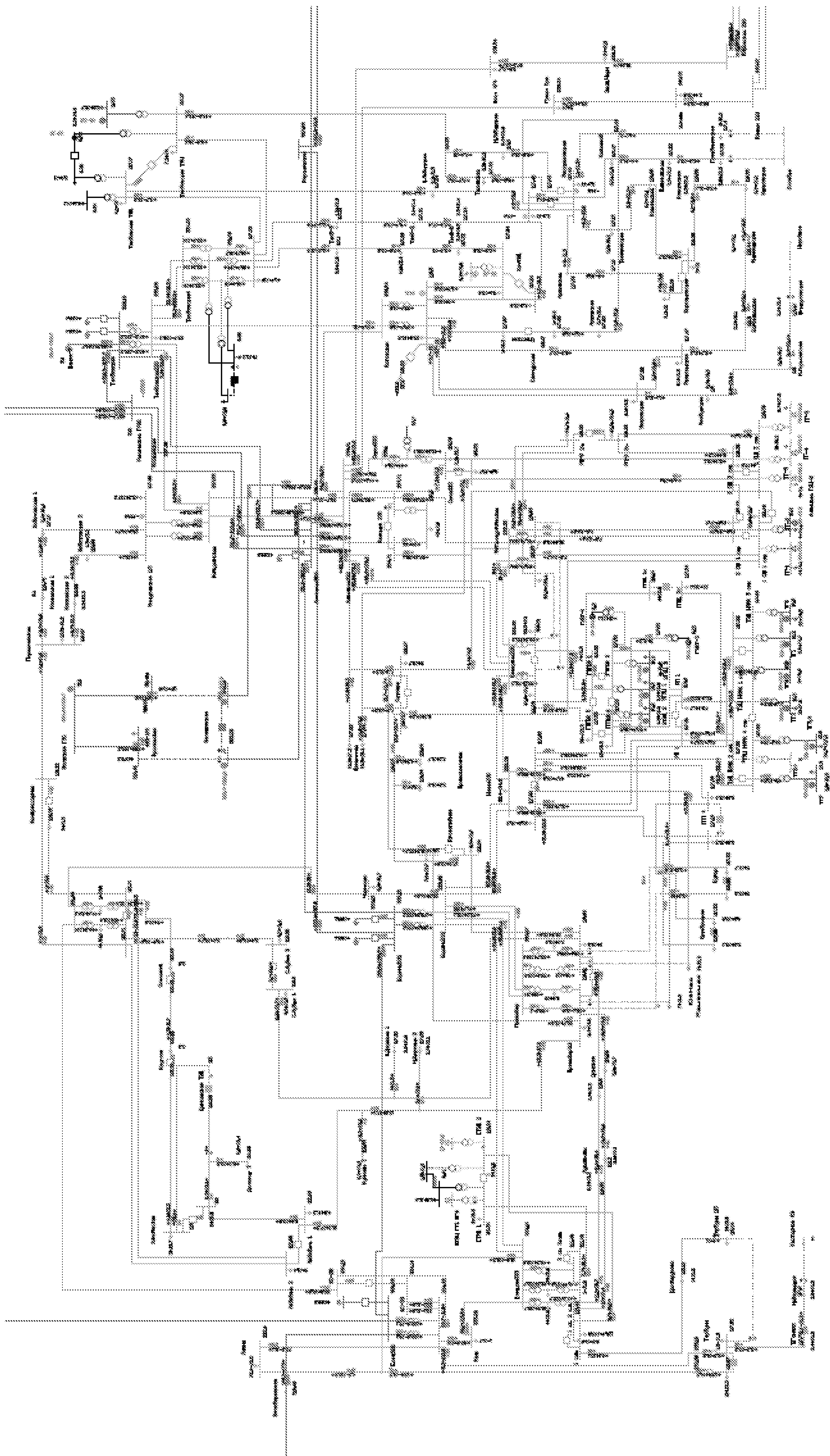


Рисунок 8. Потокораспределение в летний минимум 2019 года. Нормальный режим.



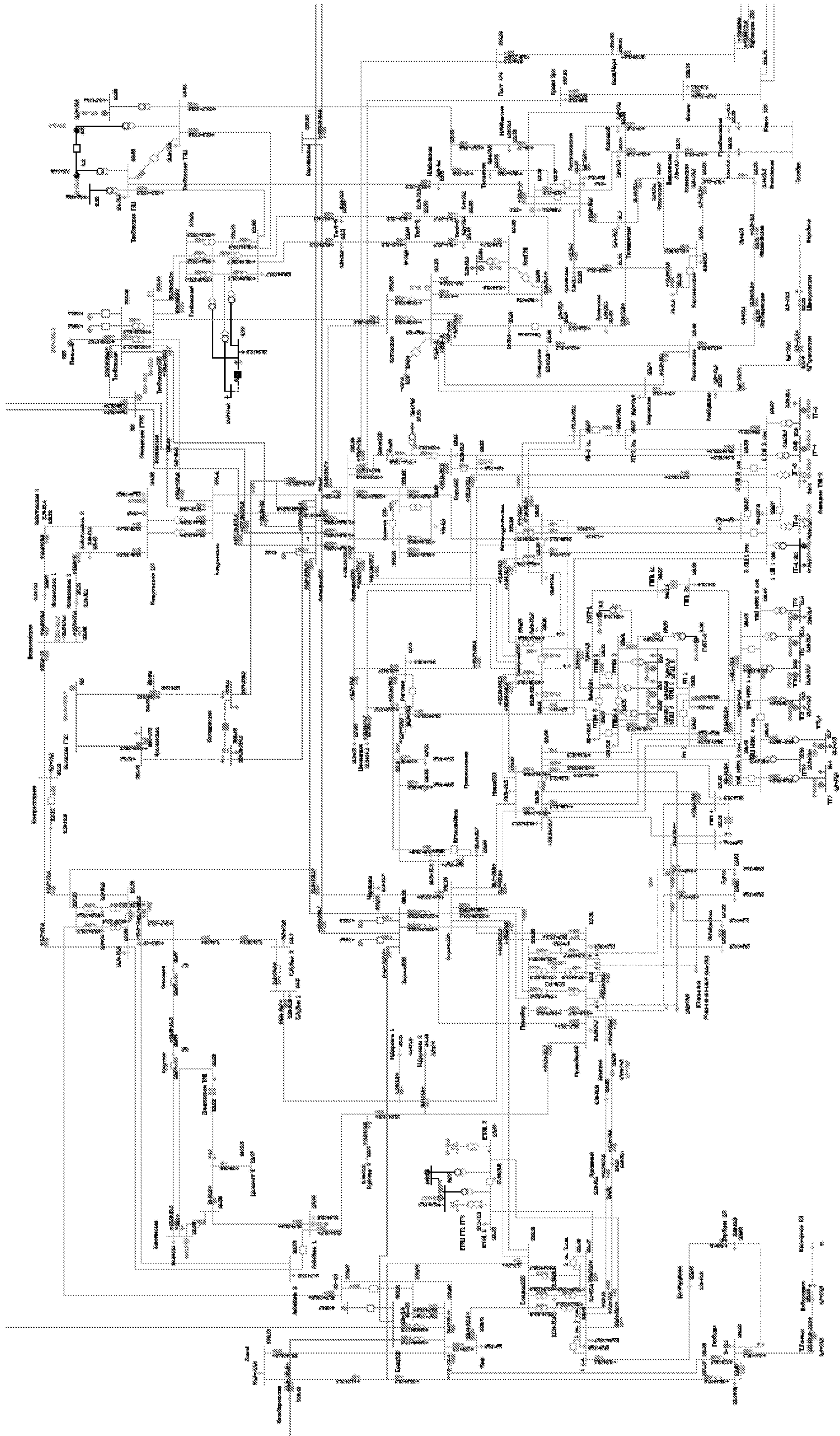


Рисунок 9. Потокораспределение в зимний максимум 2020 года. Нормальный режим.



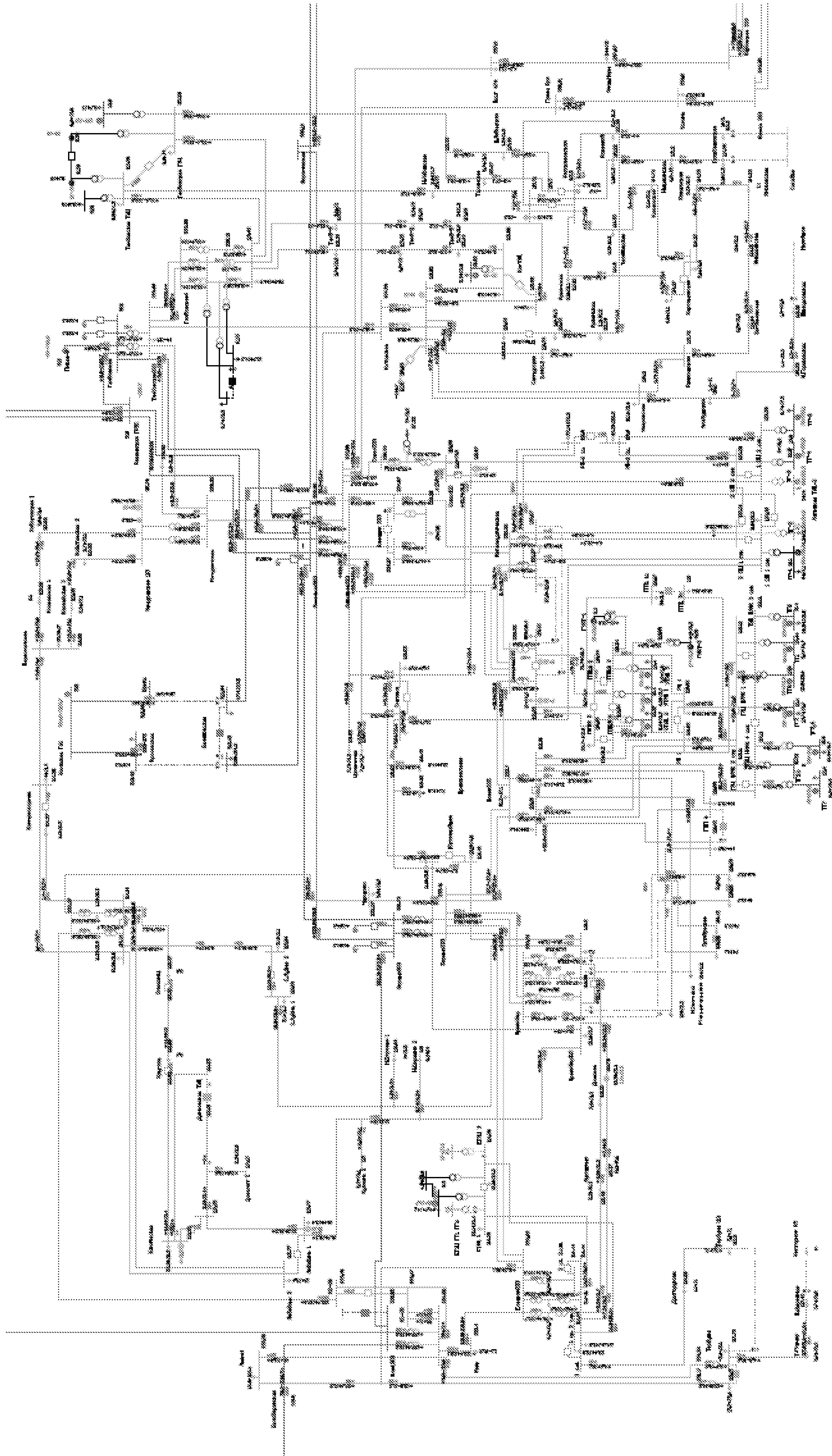


Рисунок 10. Потокораспределение в зыбный минимум 2020 года. Нормальный режим.

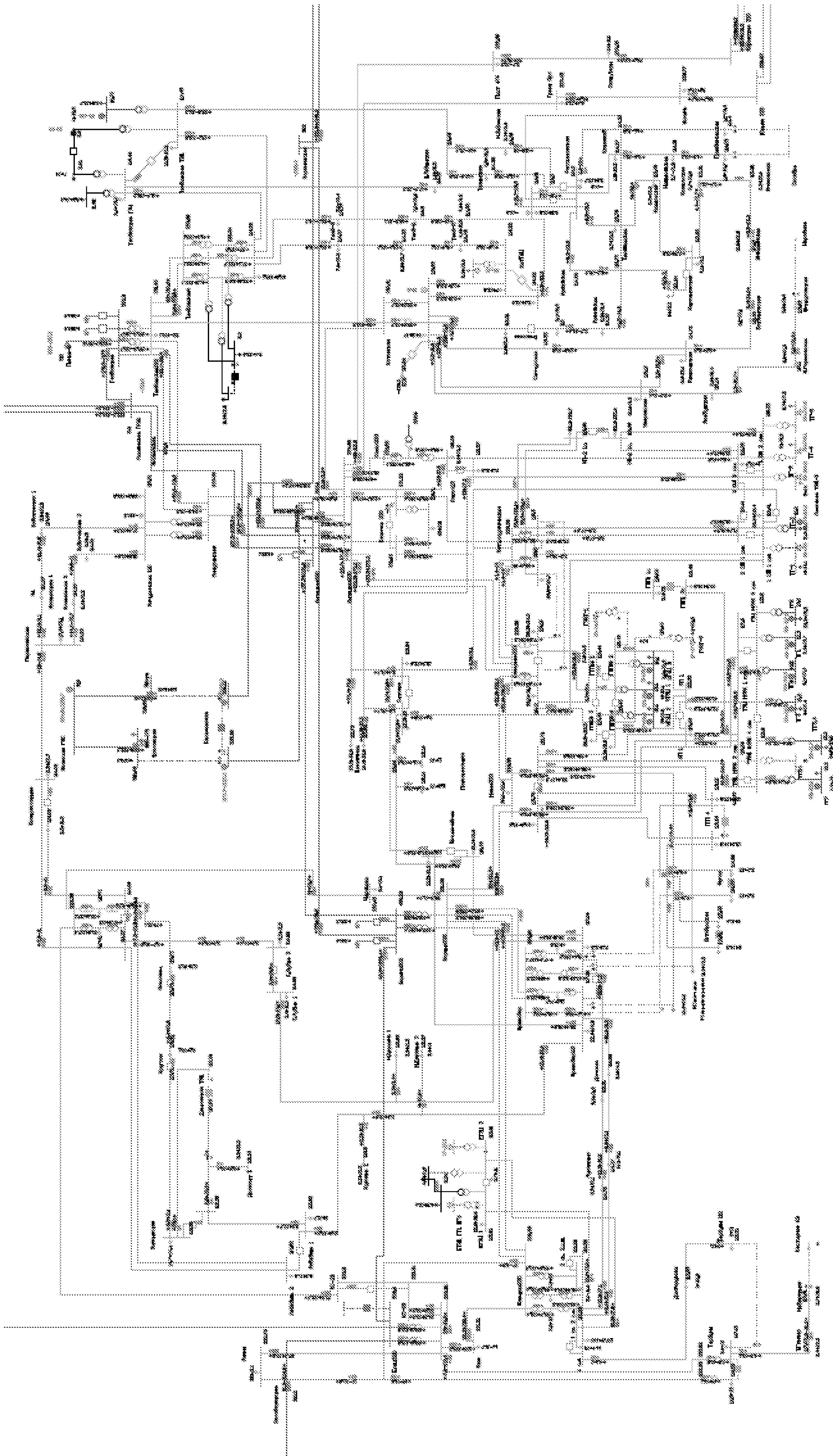


Рисунок 11. Потокораспределение в летний максимум 2020 года. Нормальный режим.

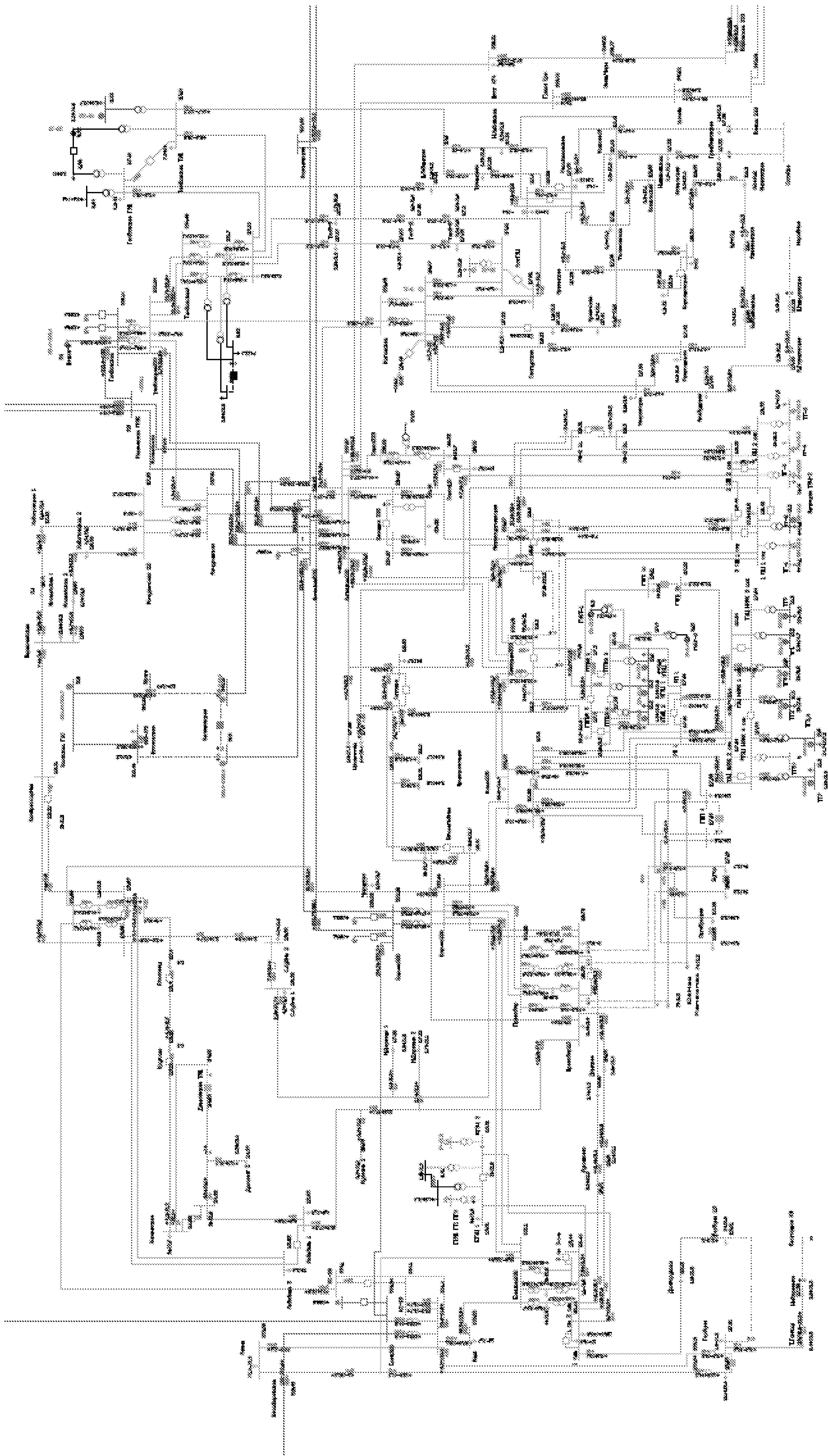


Рисунок 12. Потокораспределение в летний минимум 2020 года. Нормальный режим.



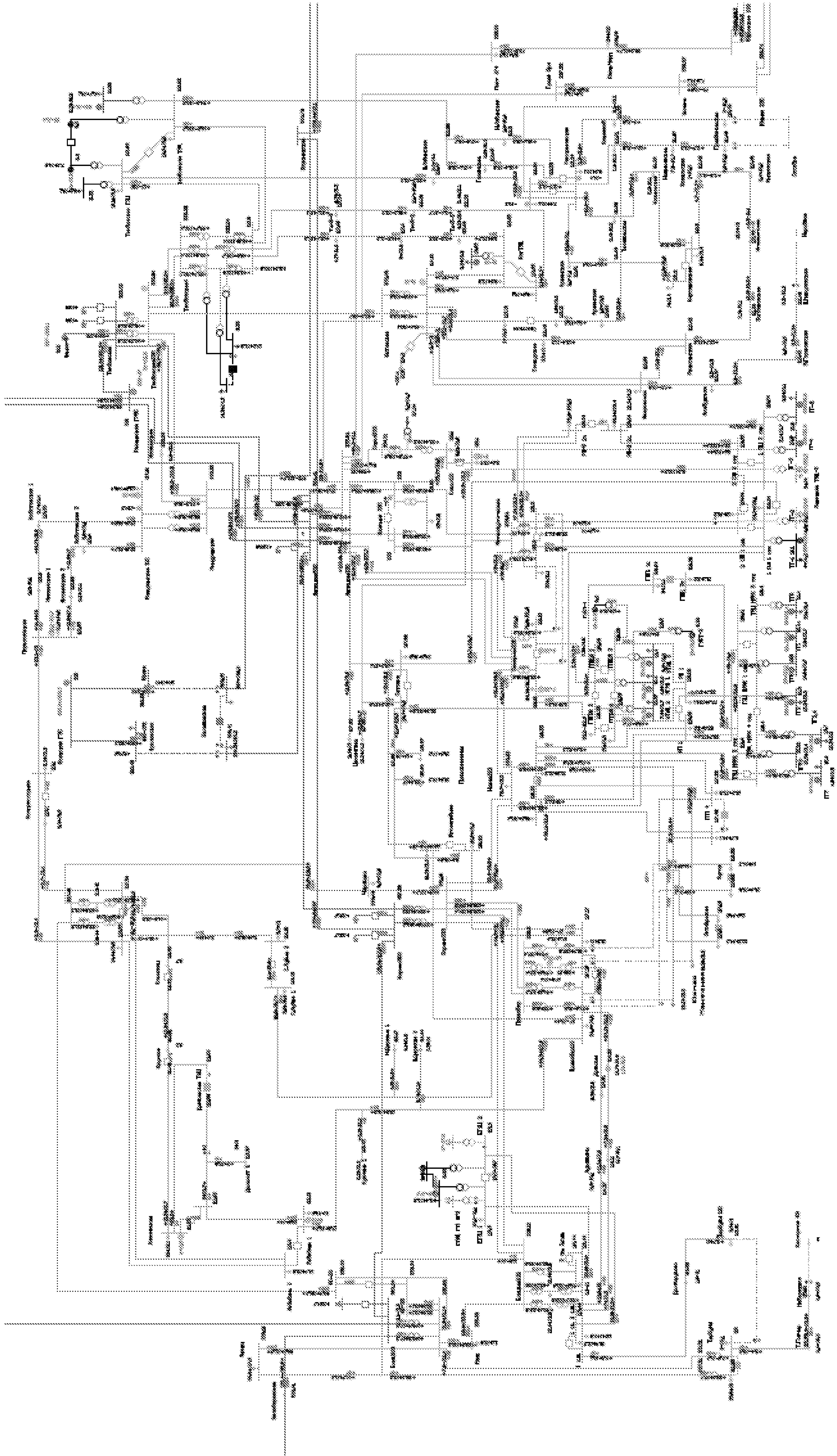


Рисунок 13. Потокораспределение в зимний максимум 2021 года. Нормальный режим.



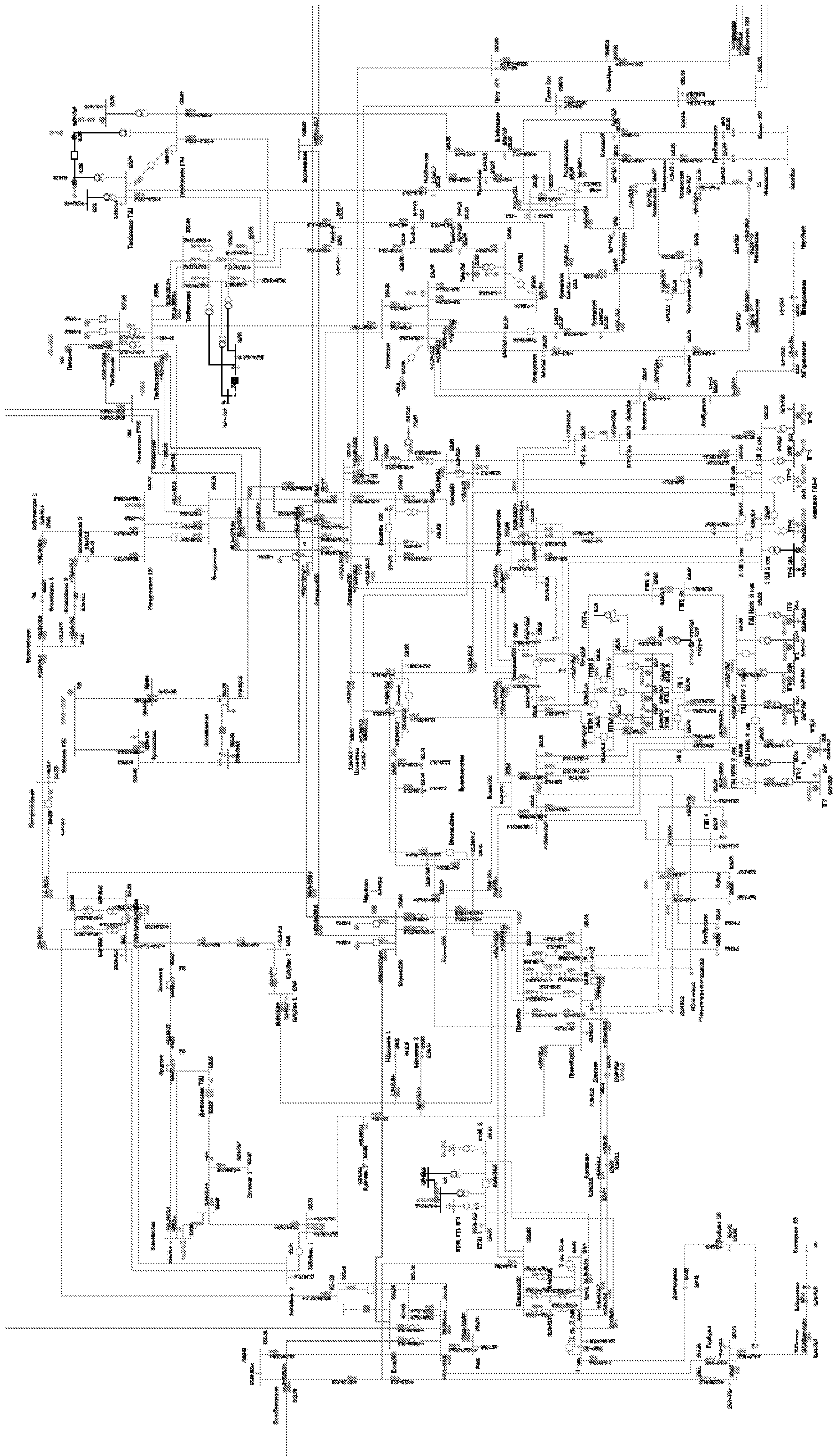


Рисунок 14. Потокораспределение в зимний минимум 2021 года. Нормальный режим.

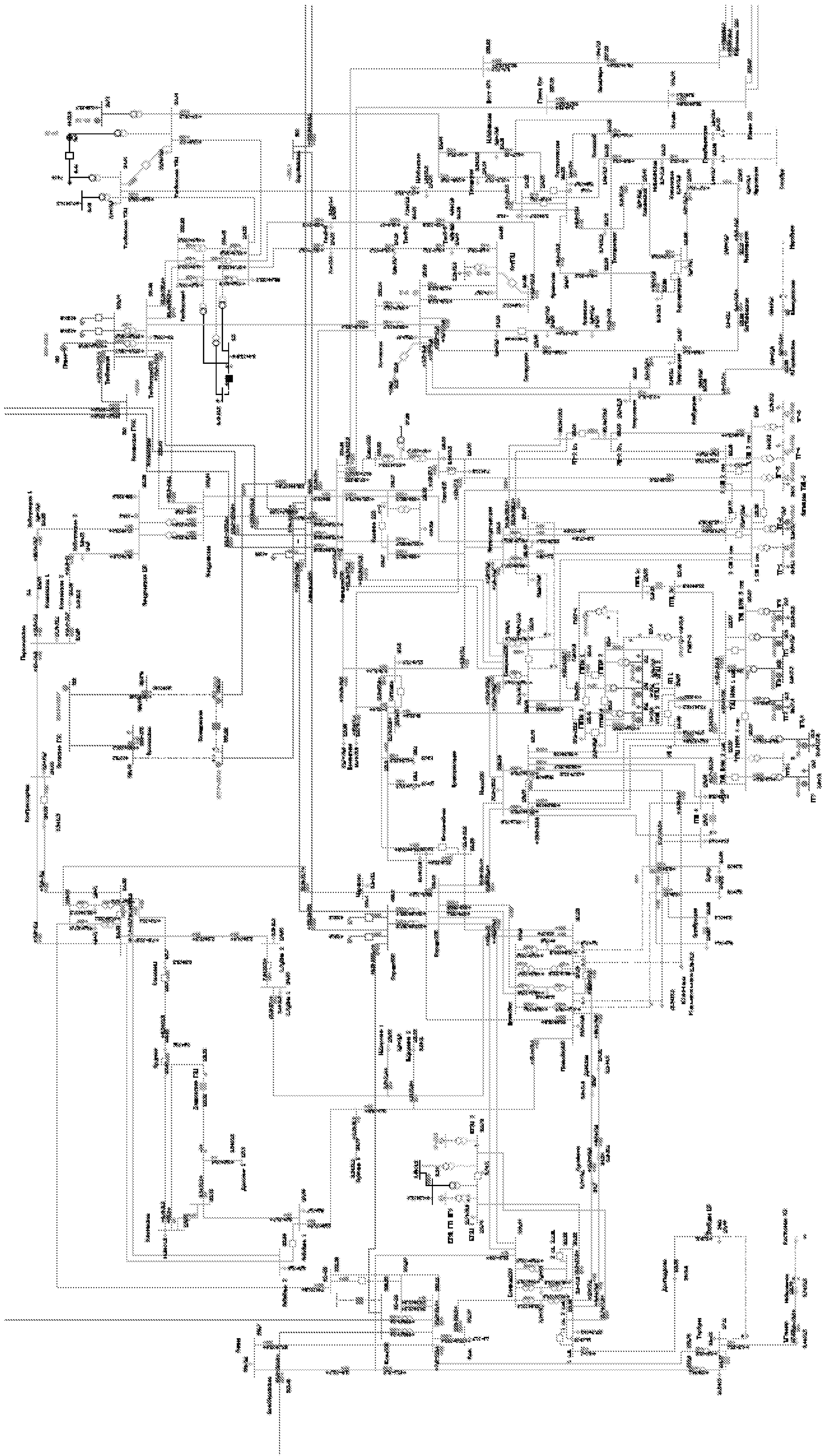


Рисунок 15. Потокораспределение в летний максимум 2021 года. Нормальный режим.

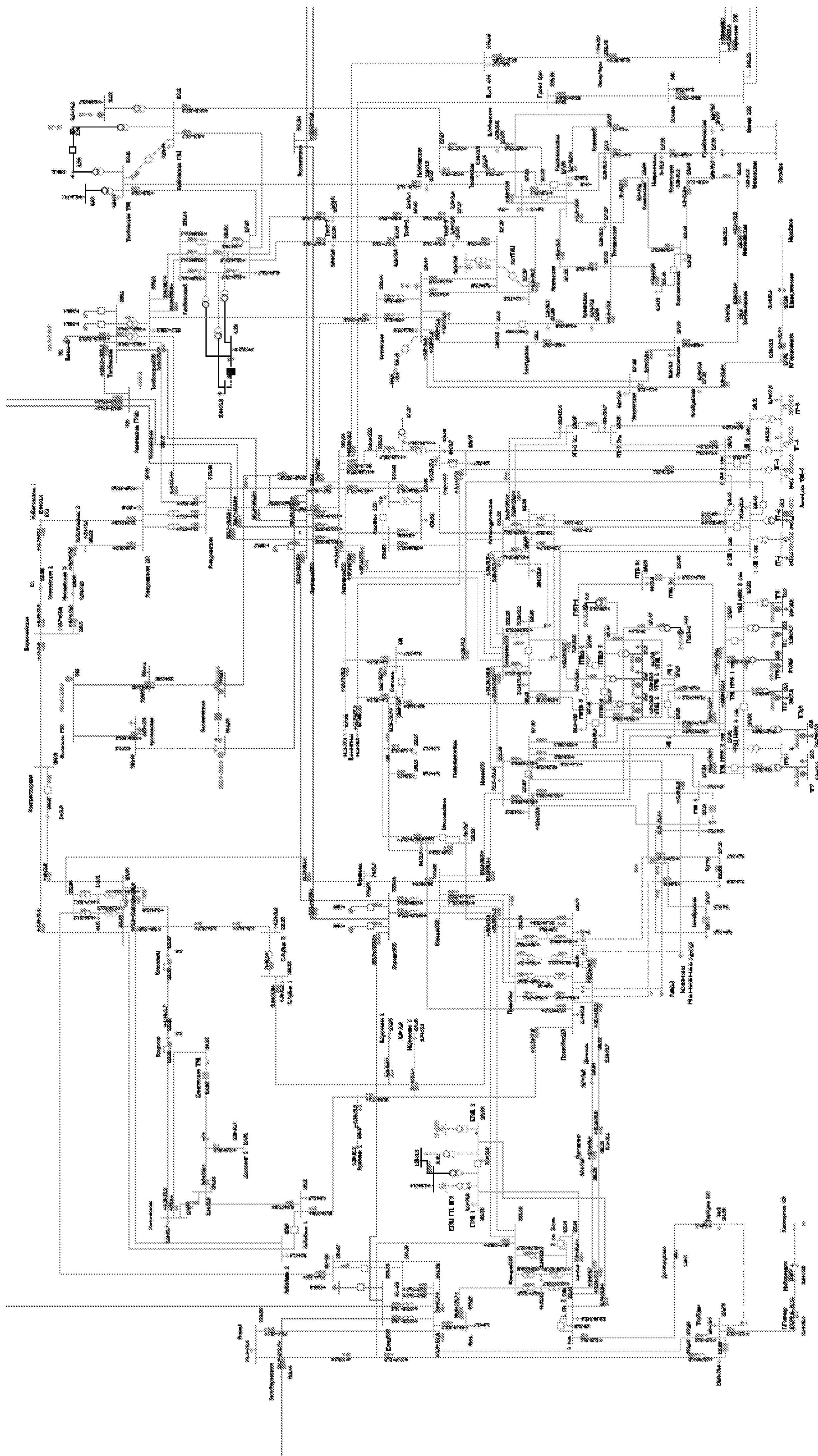


Рисунок 16. Потокораспределение в летний минимум 2021 года. Нормальный режим.



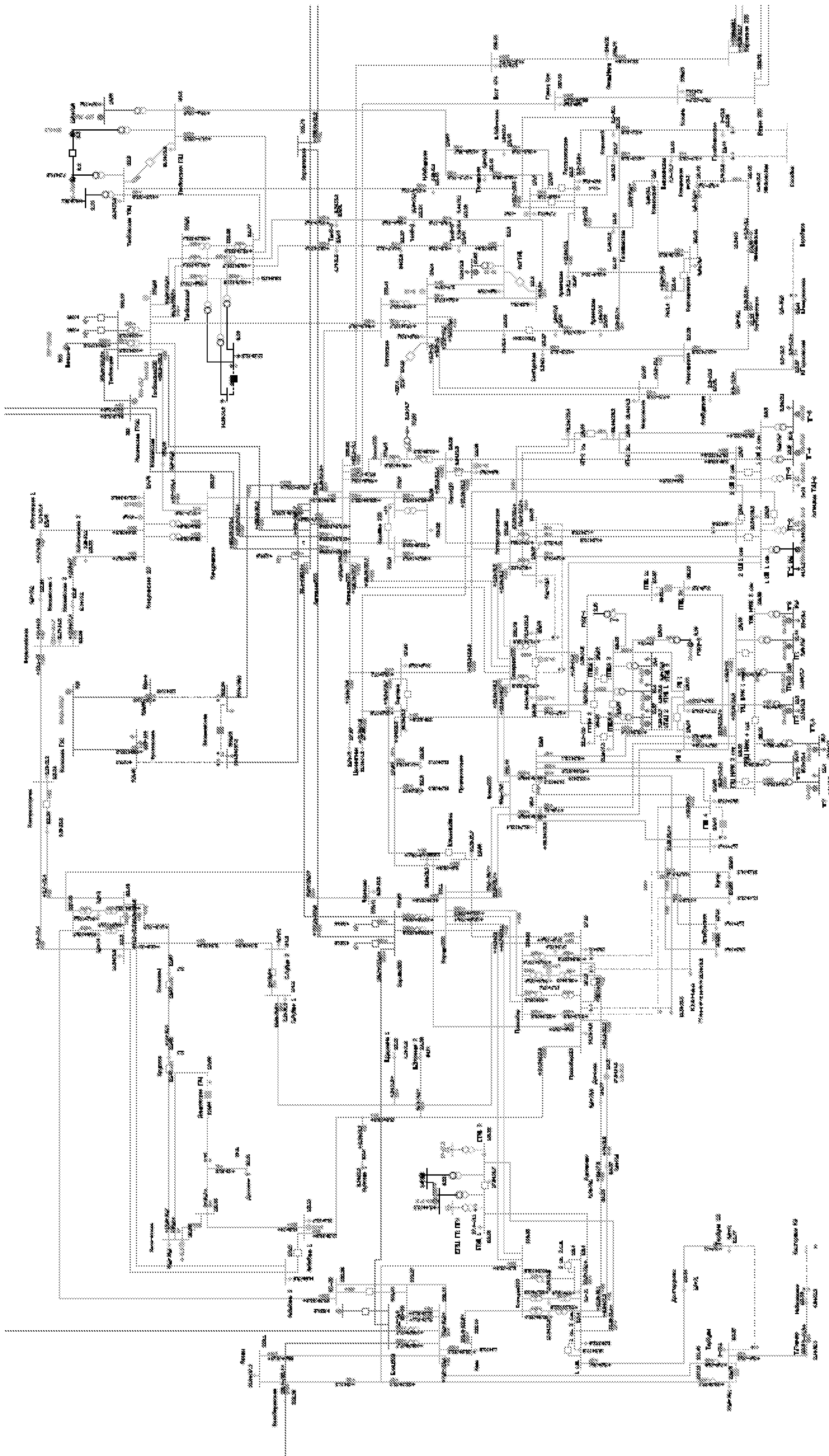


Рисунок 17. Потокораспределение в зимний максимум 2022 года. Нормальный режим.



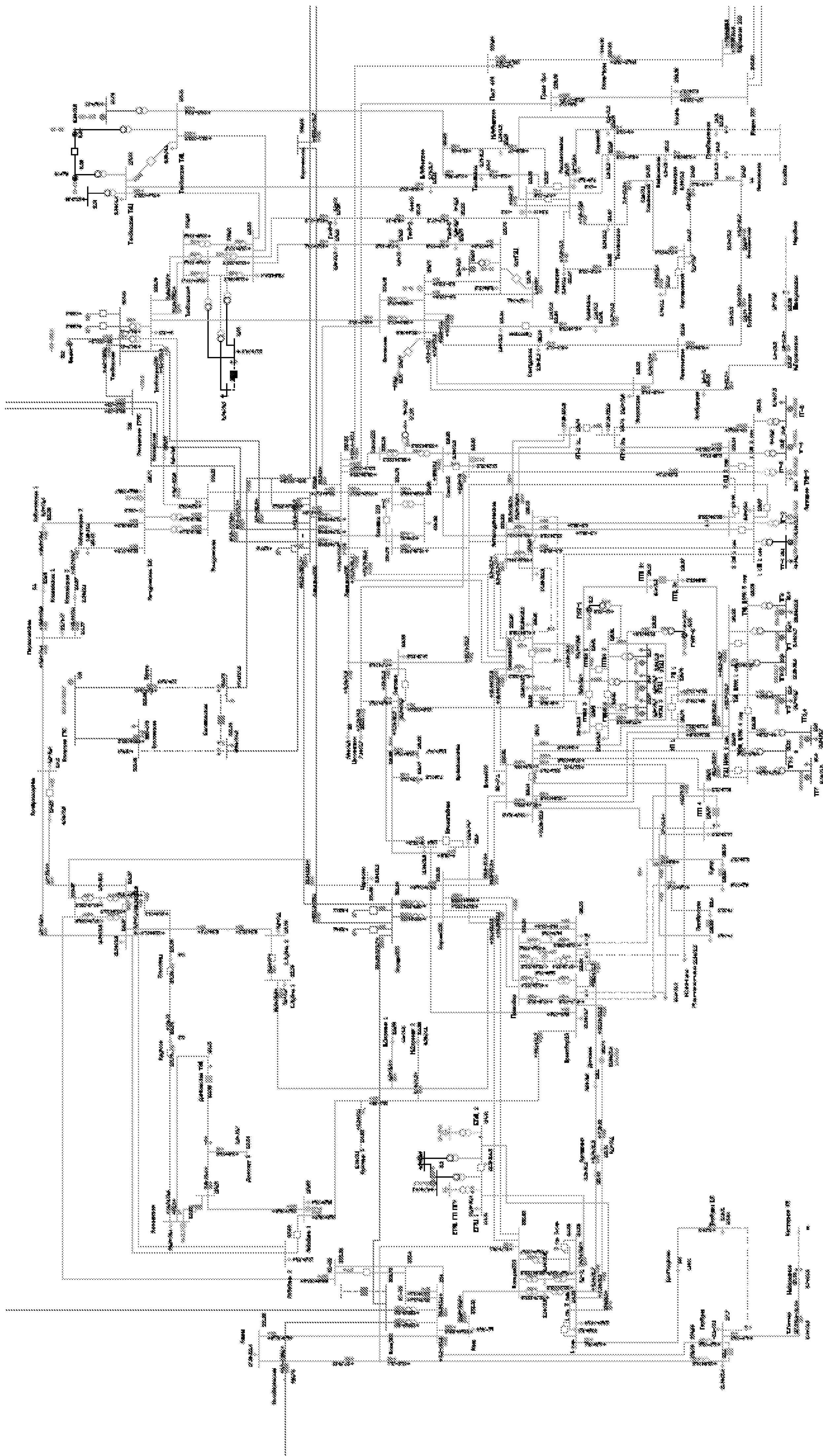


Рисунок 18. Потокораспределение в зимний минимум 2022 года. Нормальный режим.

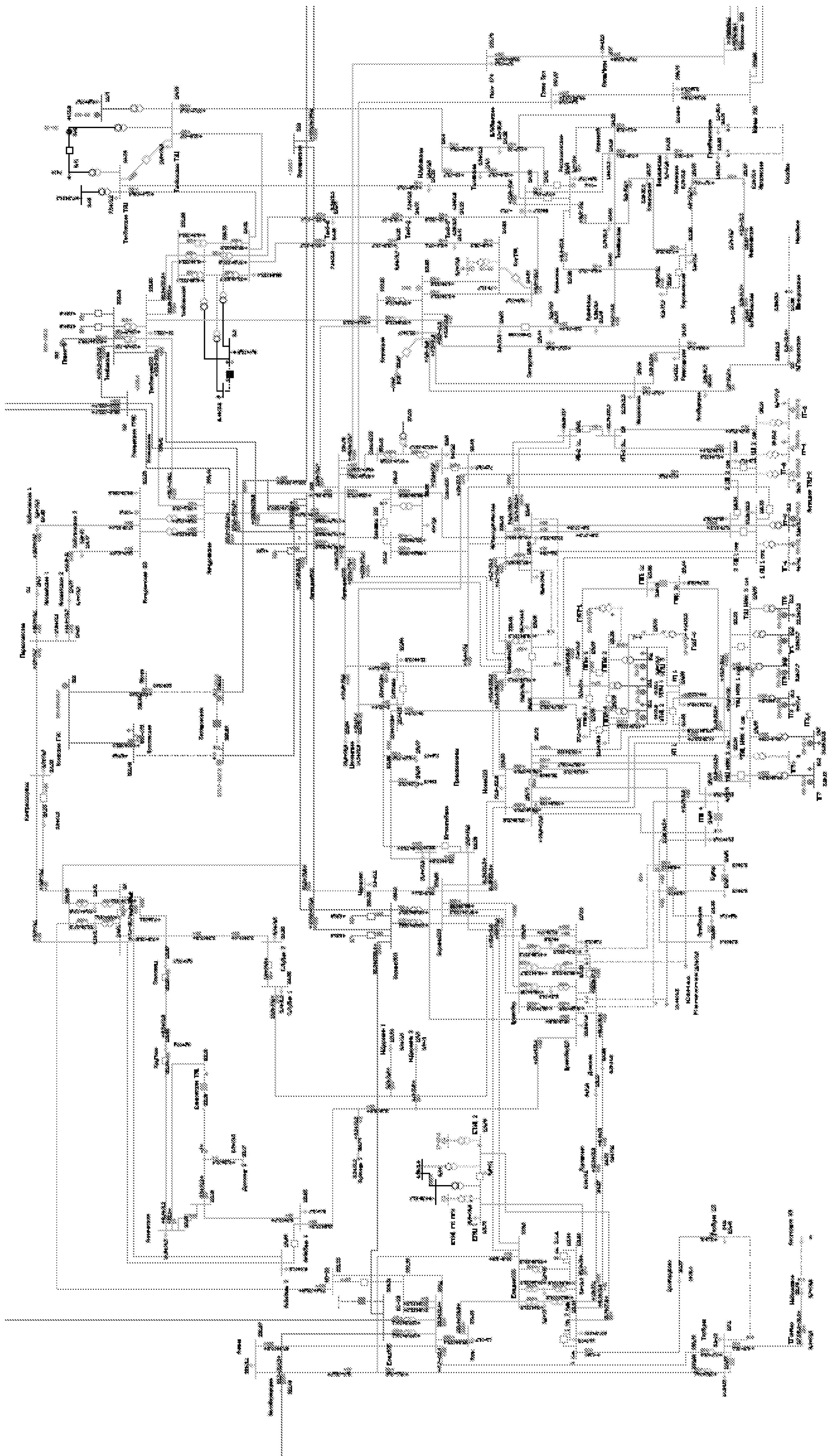


Рисунок 19. Потокораспределение в летний максимум 2022 года. Нормальный режим.

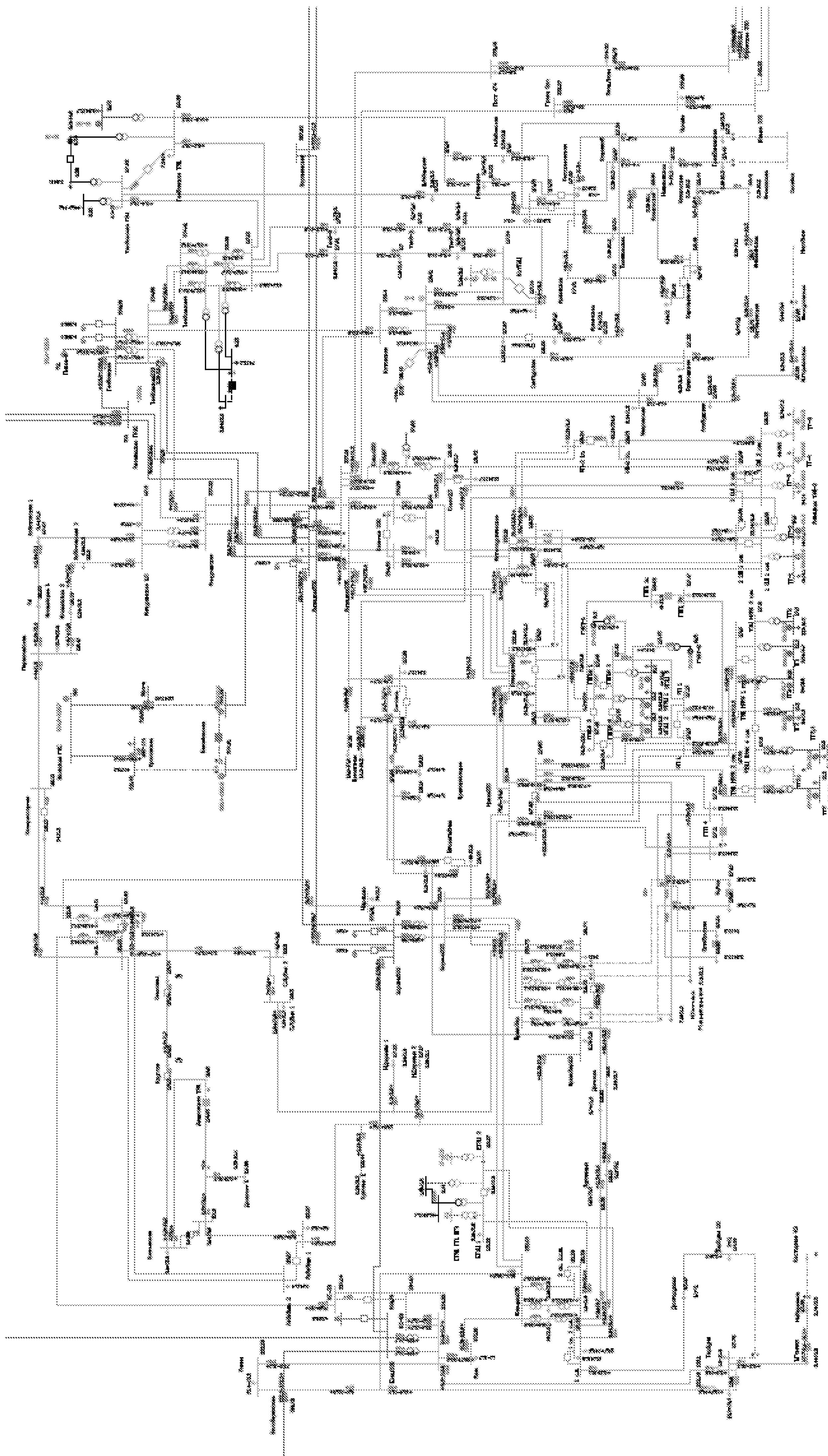


Рисунок 20. Потокораспределение в летний минимум 2022 года. Нормальный режим.



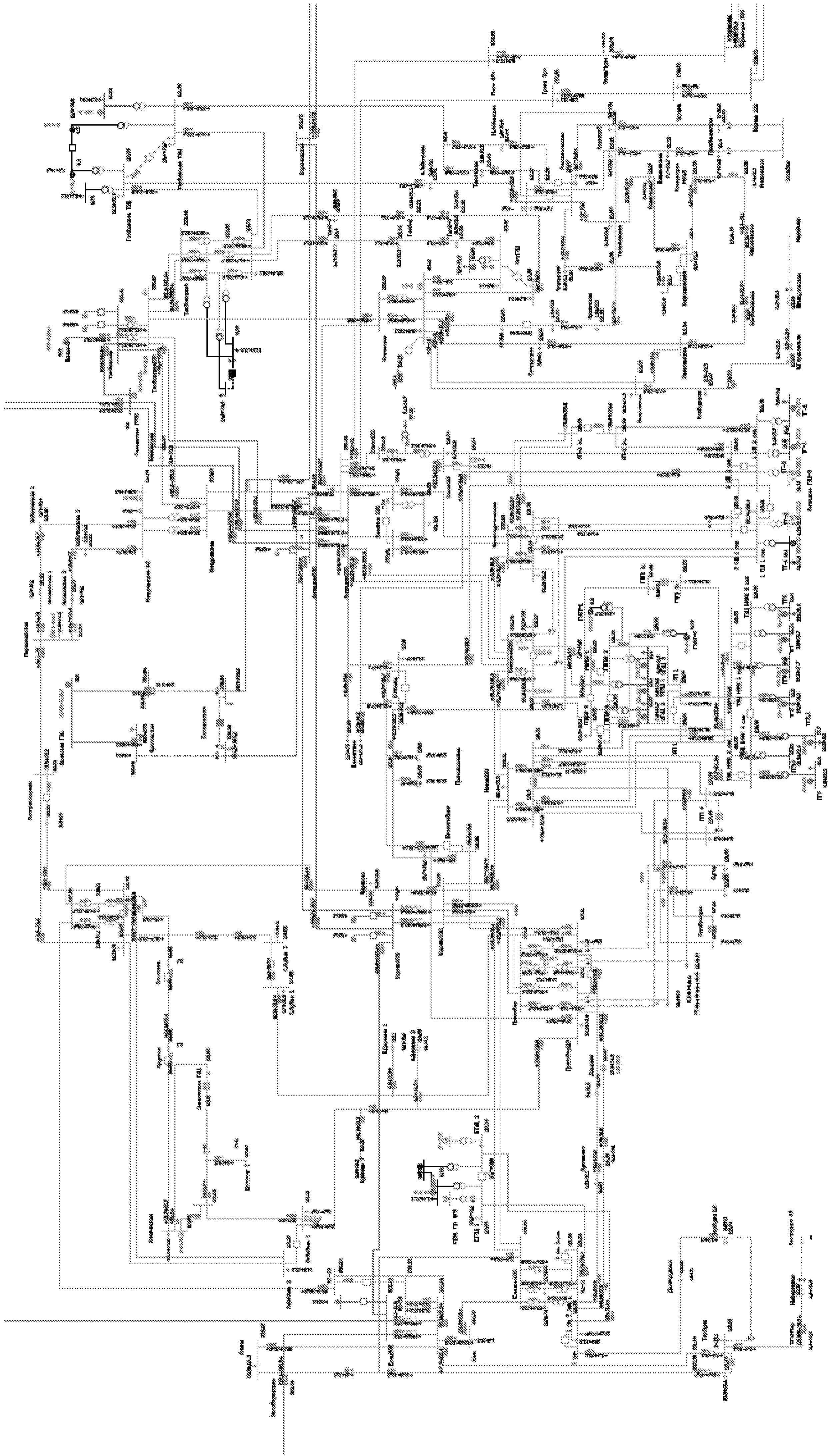


Рисунок 21. Потокораспределение в зимний максимум 2023 года. Нормальный режим.



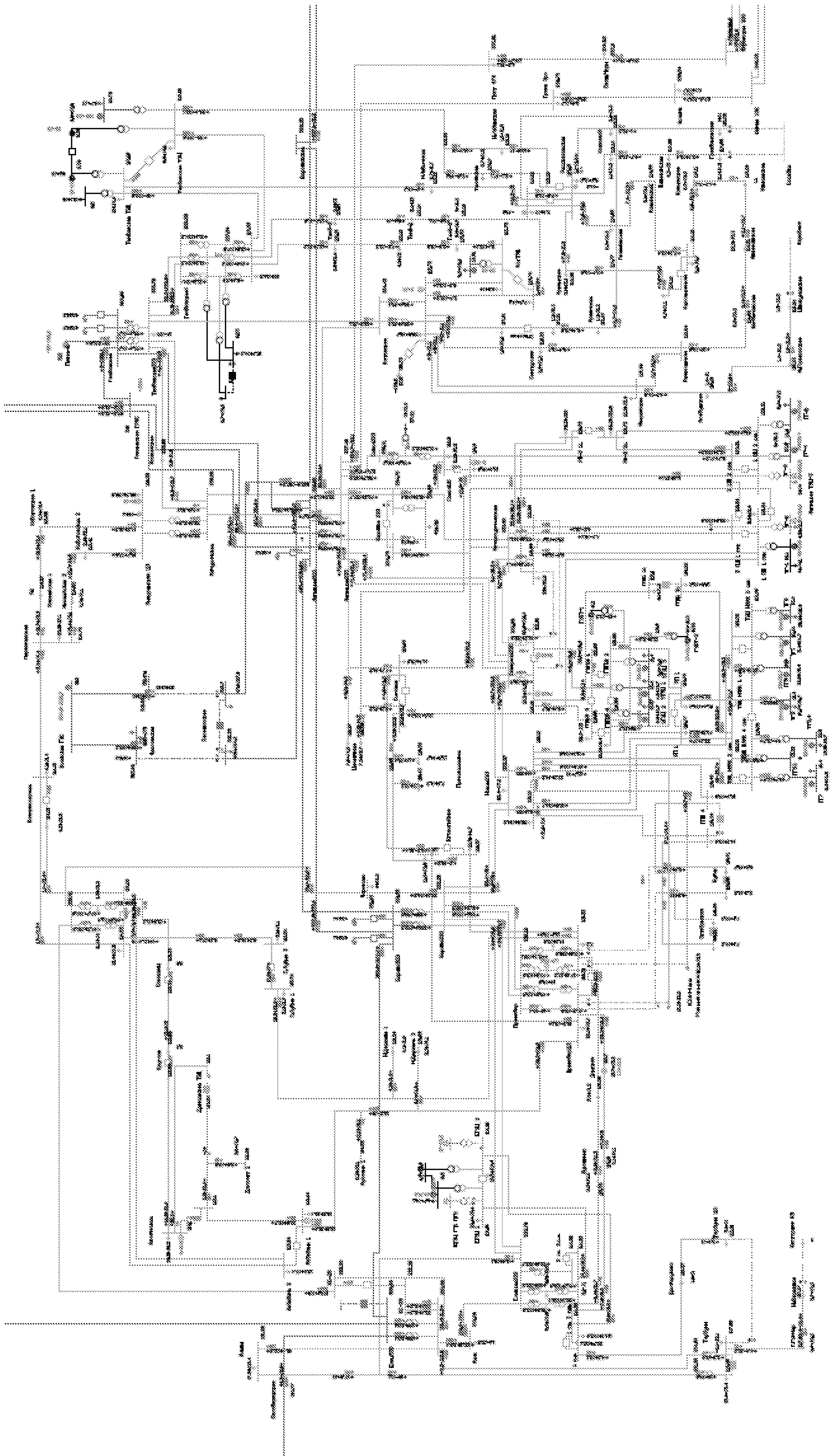


Рисунок 22. Потокораспределение в зимний минимум 2023 года. Нормальный режим.

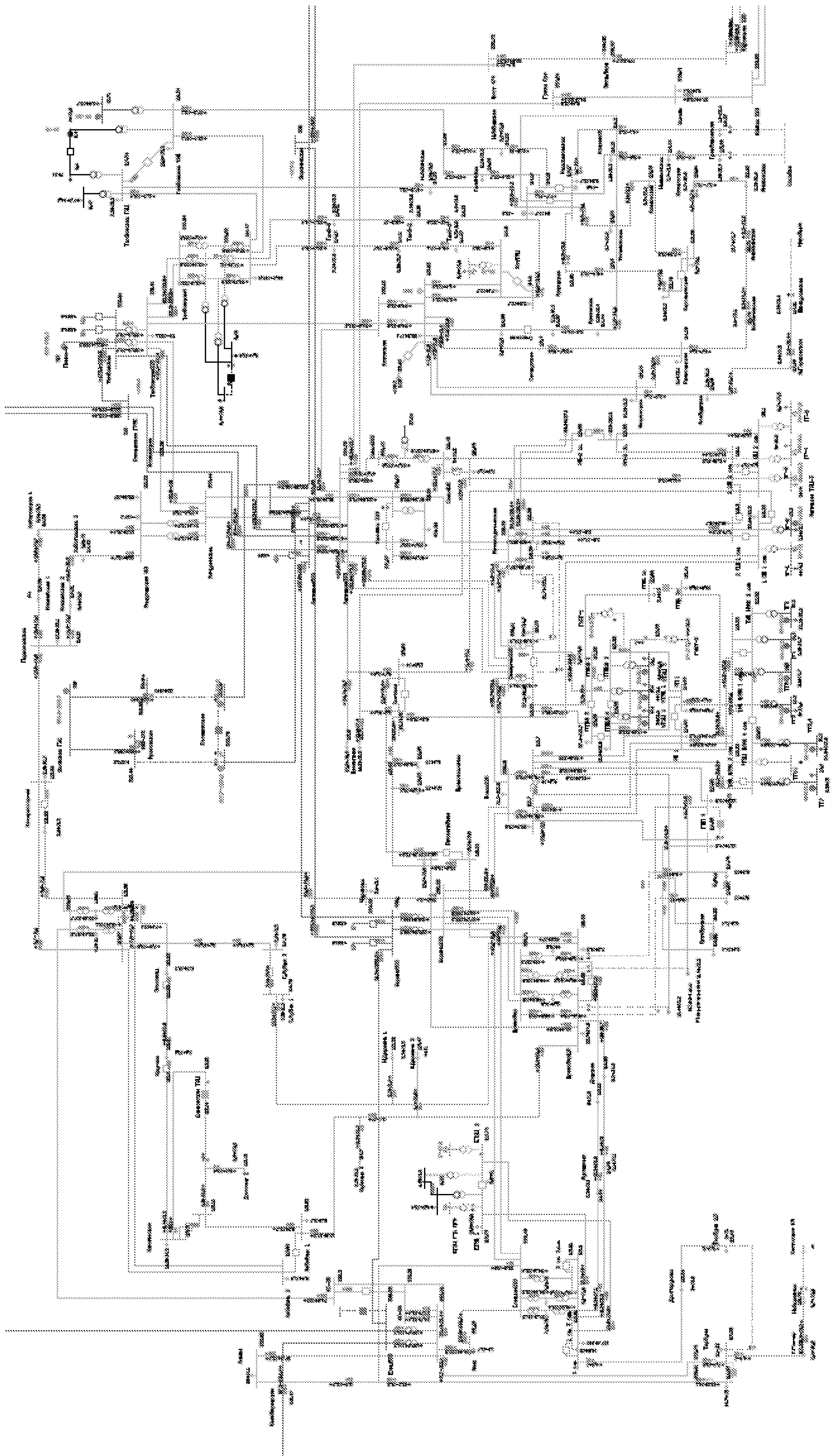
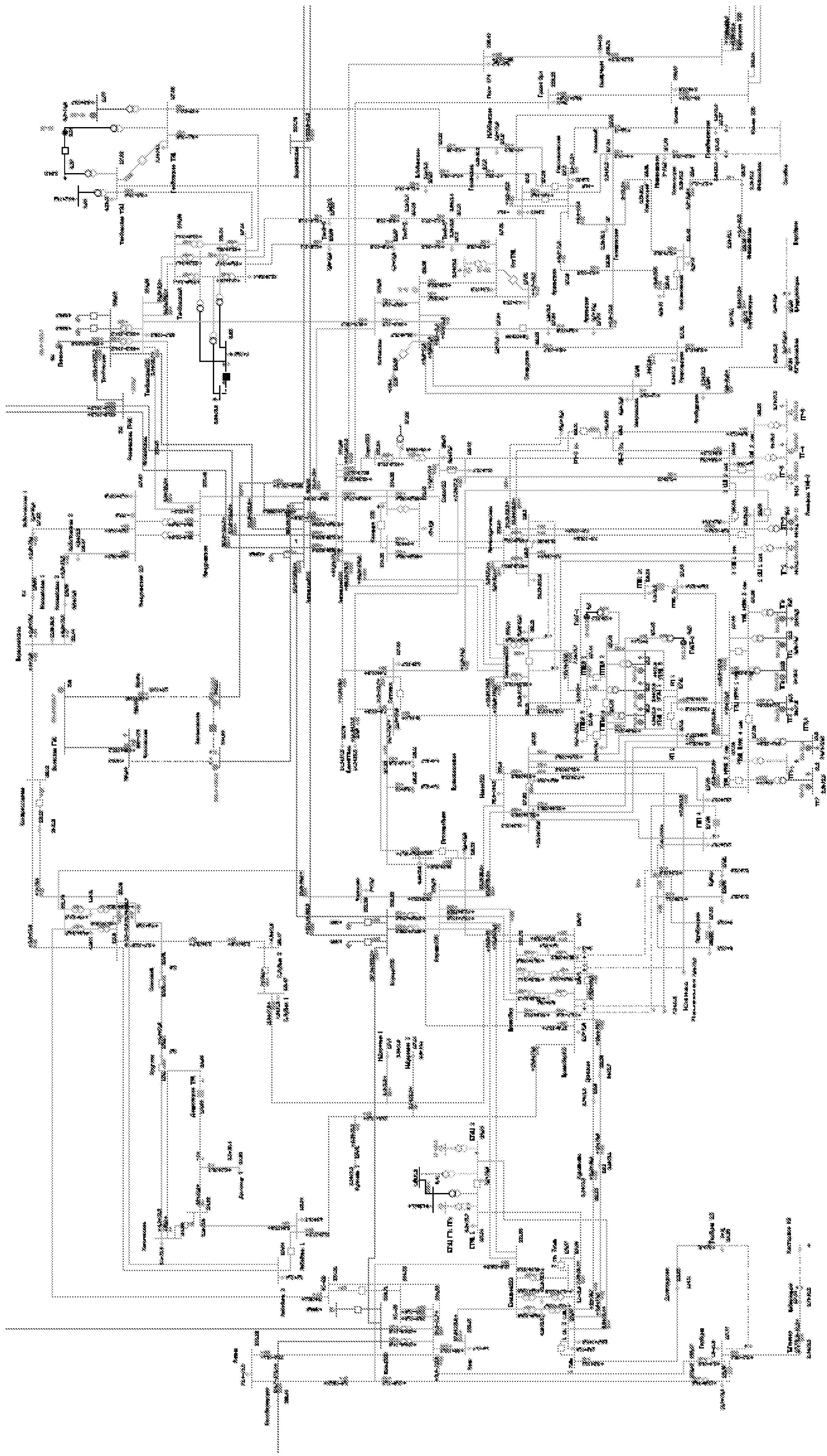


Рисунок 23. Потокораспределение в летний максимум 2023 года. Нормальный режим.





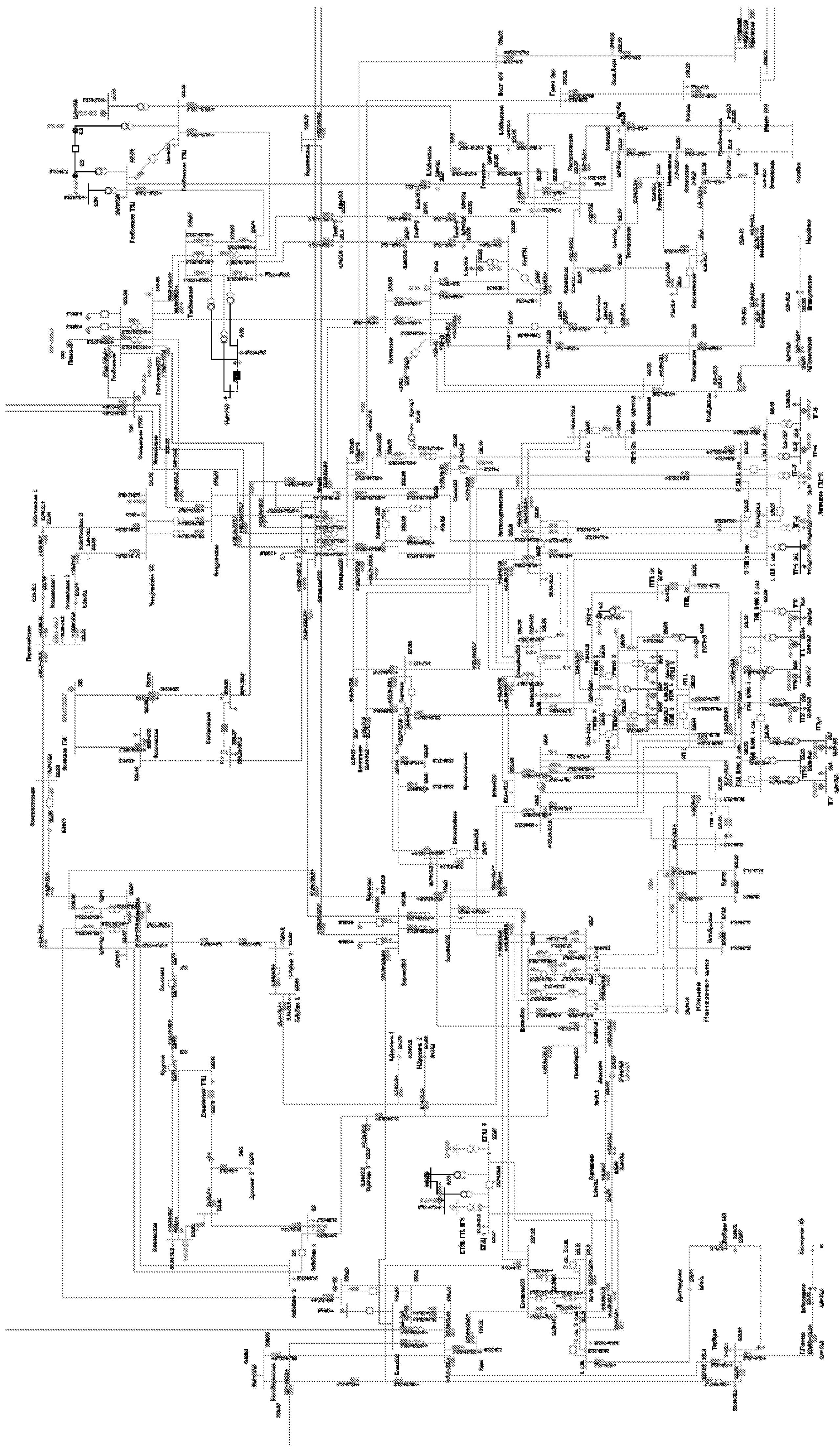


Рисунок 25. Отключение ВЛ 220 кВ Борино – Правобережная II цепь. Зимний максимум 2023 года.



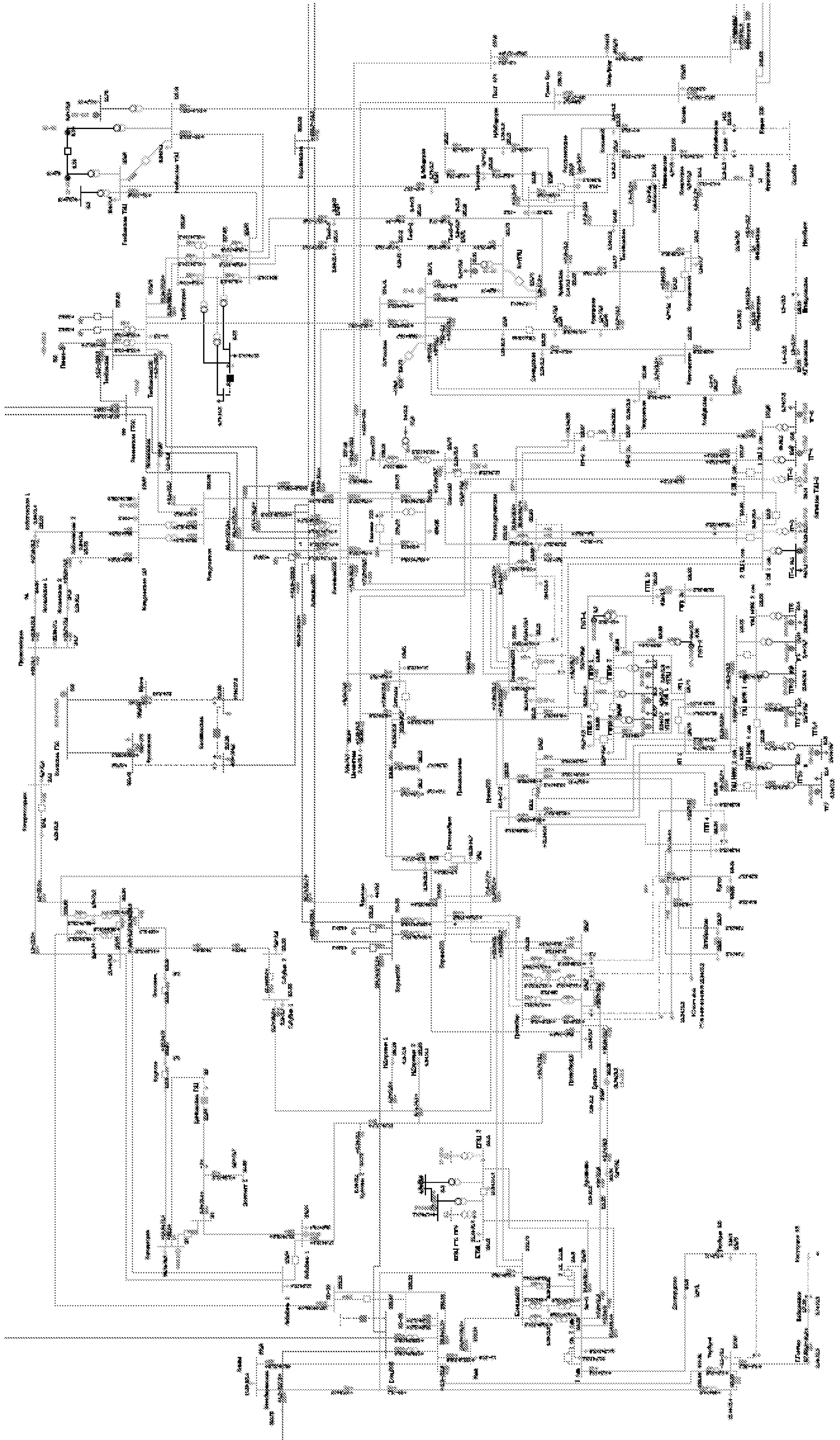


Рисунок 26. Отключение ВЛ 220 кВ Борино – Правобережная II цепь. Зимний минимум 2023 года.

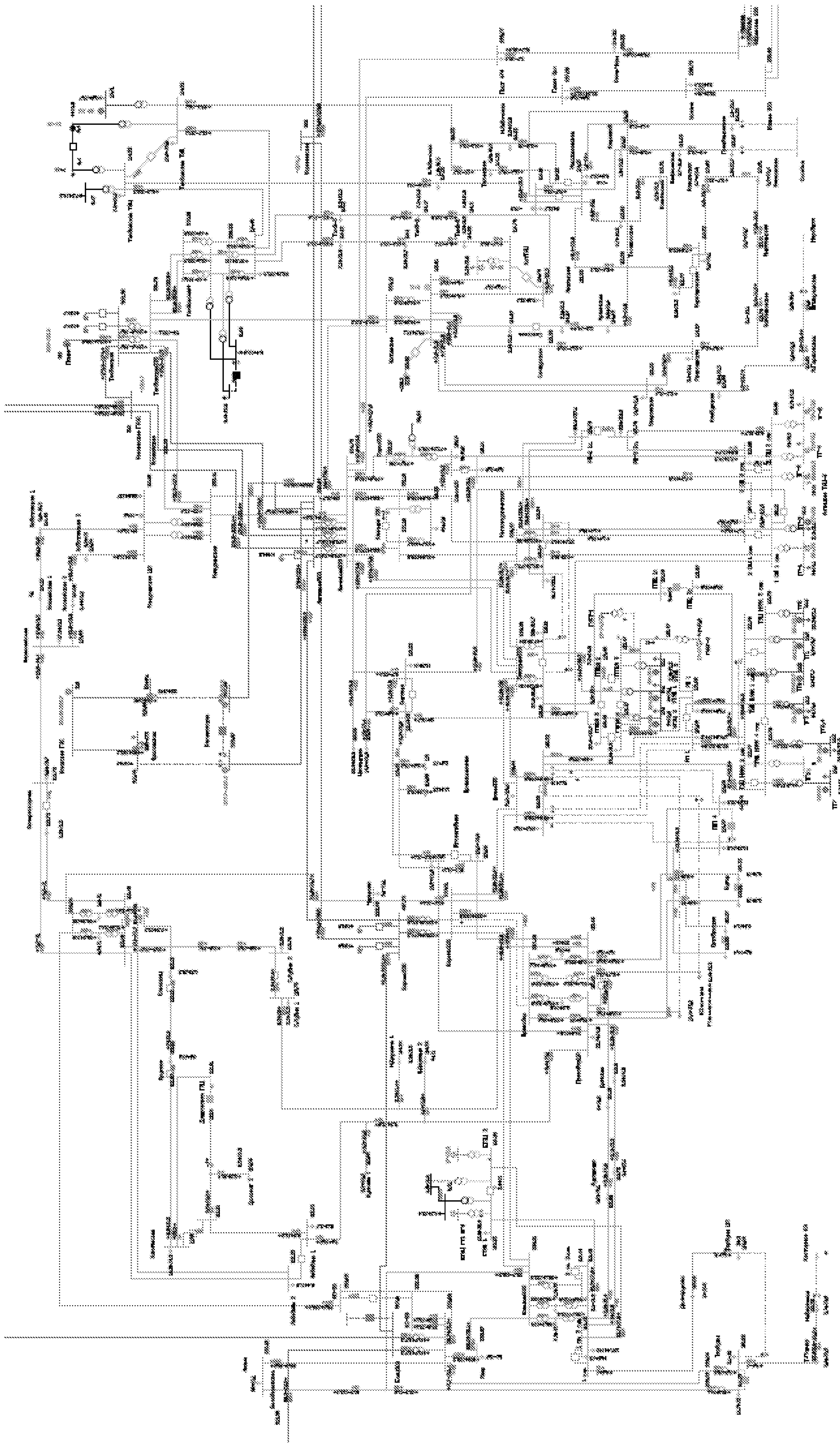


Рисунок 27. Отключение ВЛ 220 кВ Борино - Правобережная II цепь в схеме ремонта 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Новая.  
 Летний максимум 2023 года.

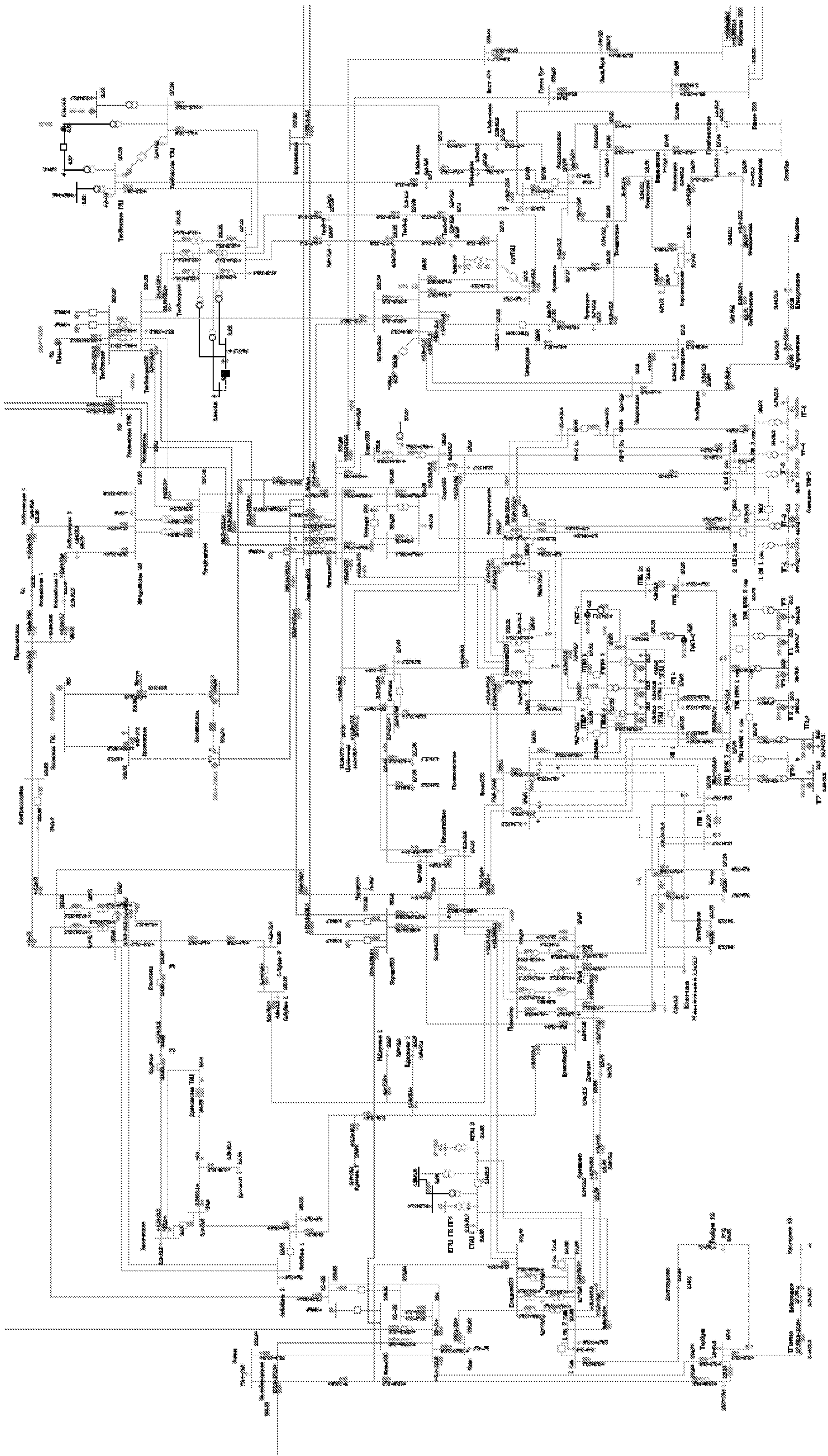
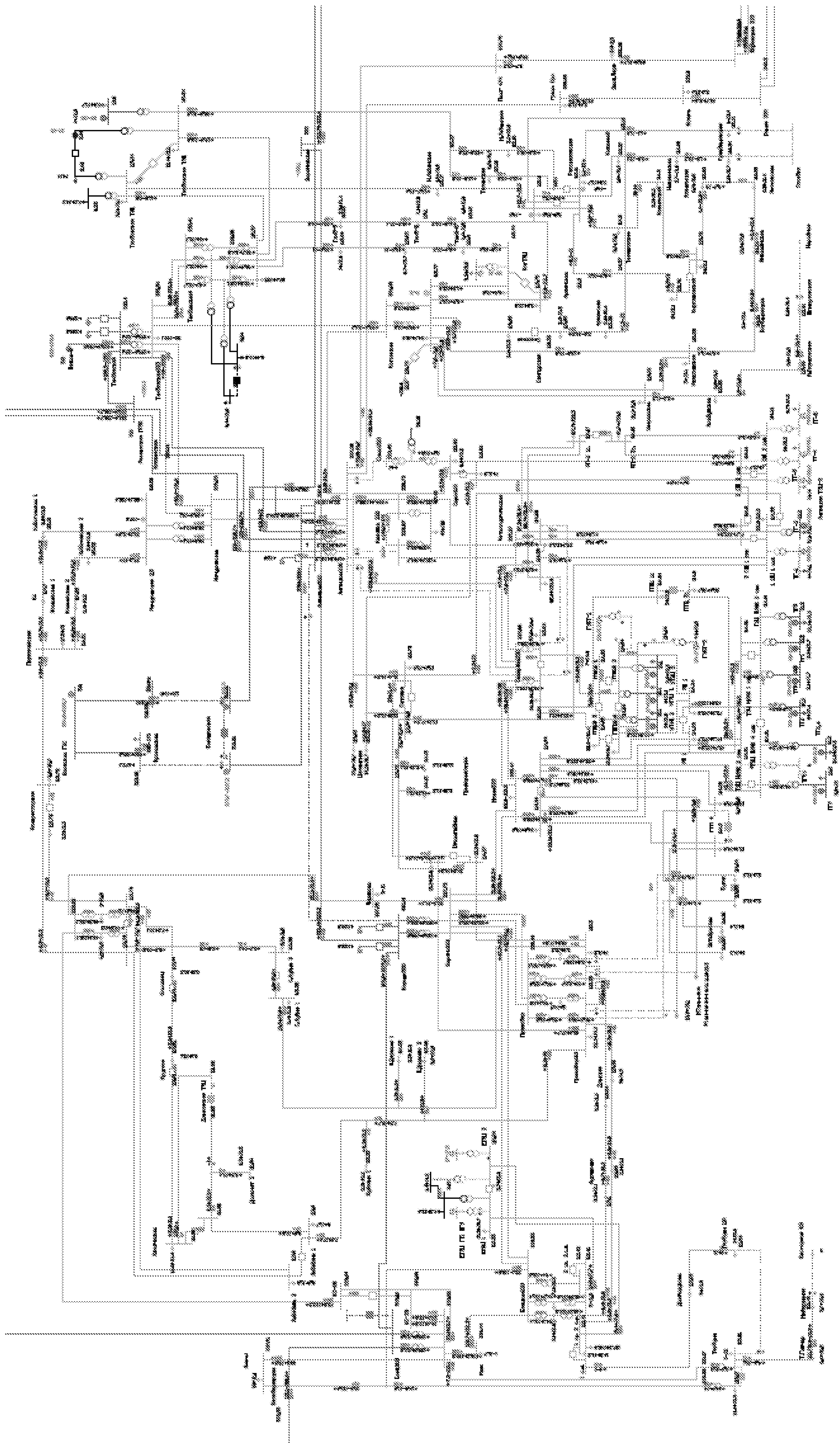


Рисунок 28. Отключение ВЛ 220 кВ Борно - Правобережная II цепь в схеме ремонта 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Новая.  
 Летний минимум 2023 года.







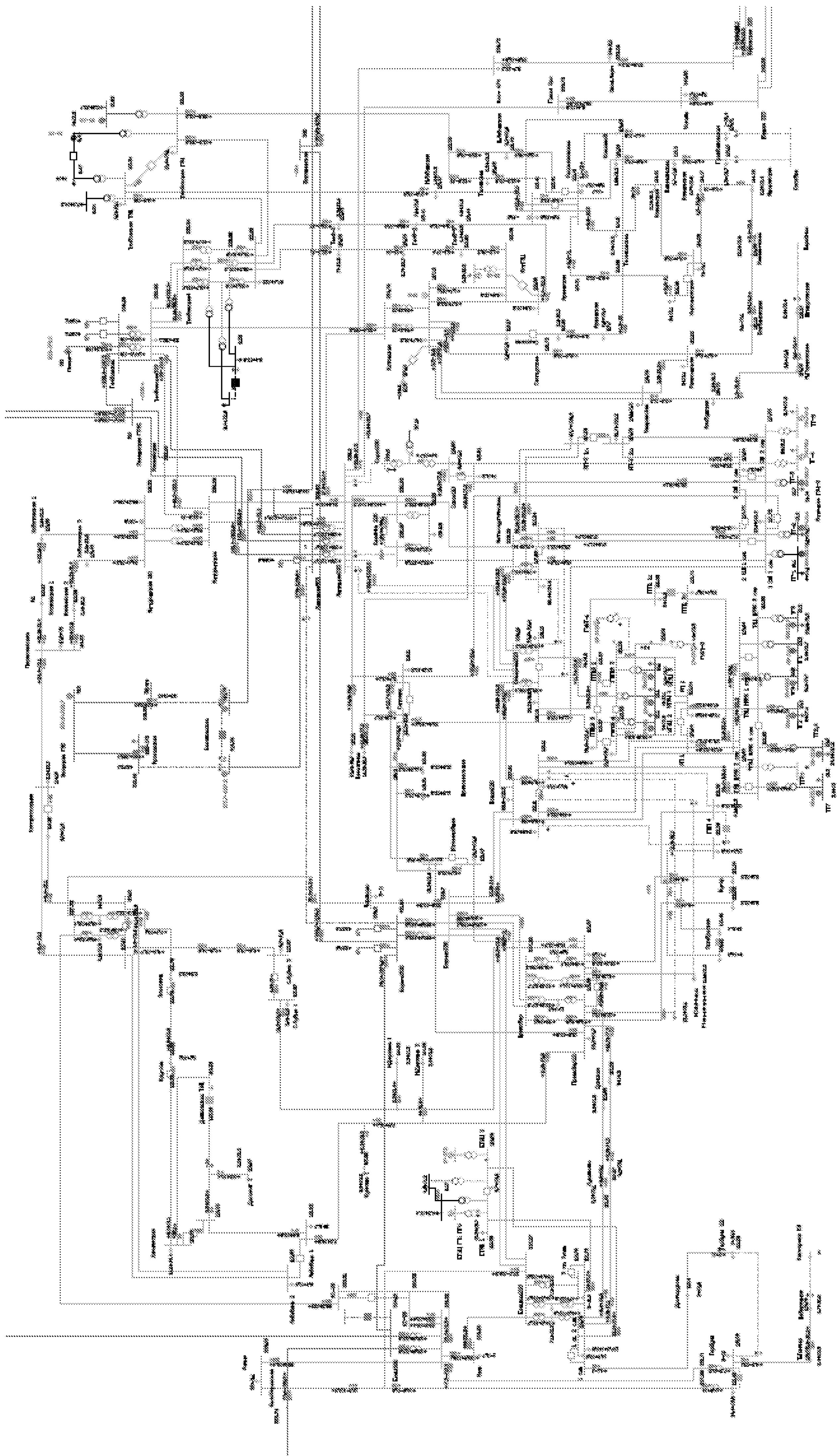


Рисунок 30. Отключение 1 сек. 220 кВ ПС Липецкая в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Бороно после проведения схемно-режимных мероприятий. Летний максимум 2019 года.

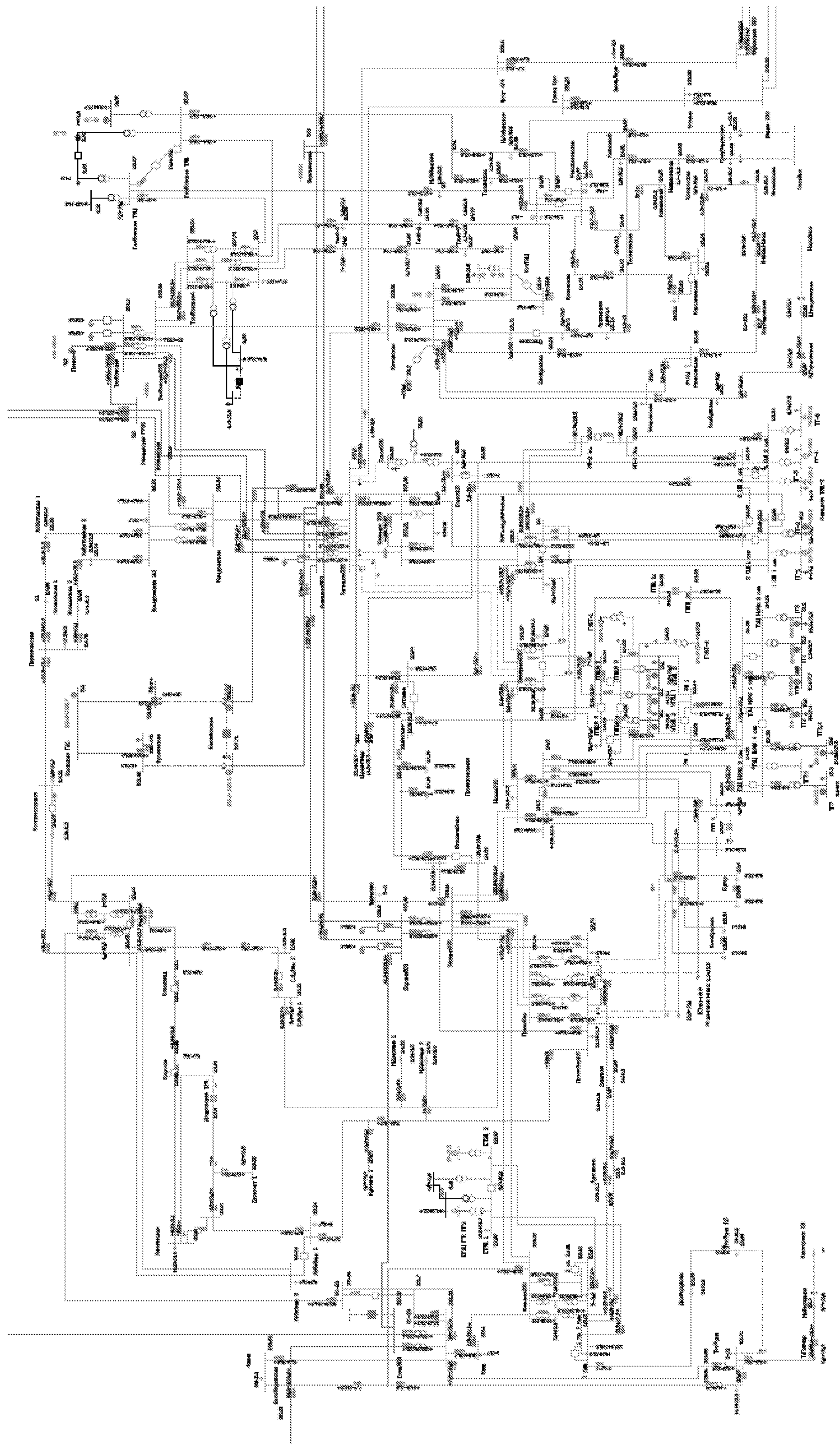


Рисунок 31. Отключение 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Литейная в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Литейная - Северная II цепь.

Летний максимум 2019 года.

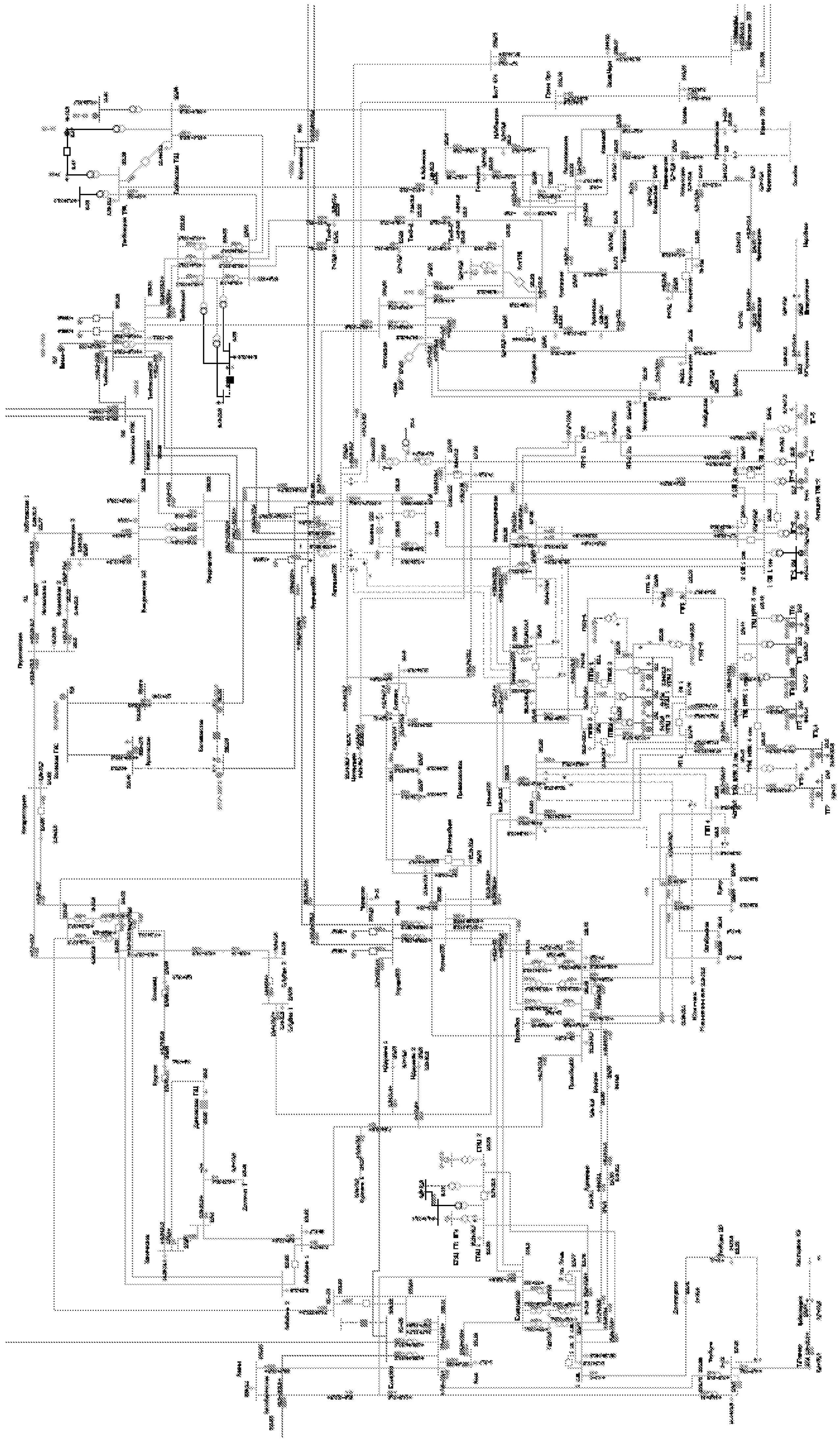


Рисунок 32. Отключение I сек. 220 кВ ПС 500 кВ Литецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Литецкая - Северная II цепь после проведения схемно-режимных мероприятий. Летний максимум 2019 года.



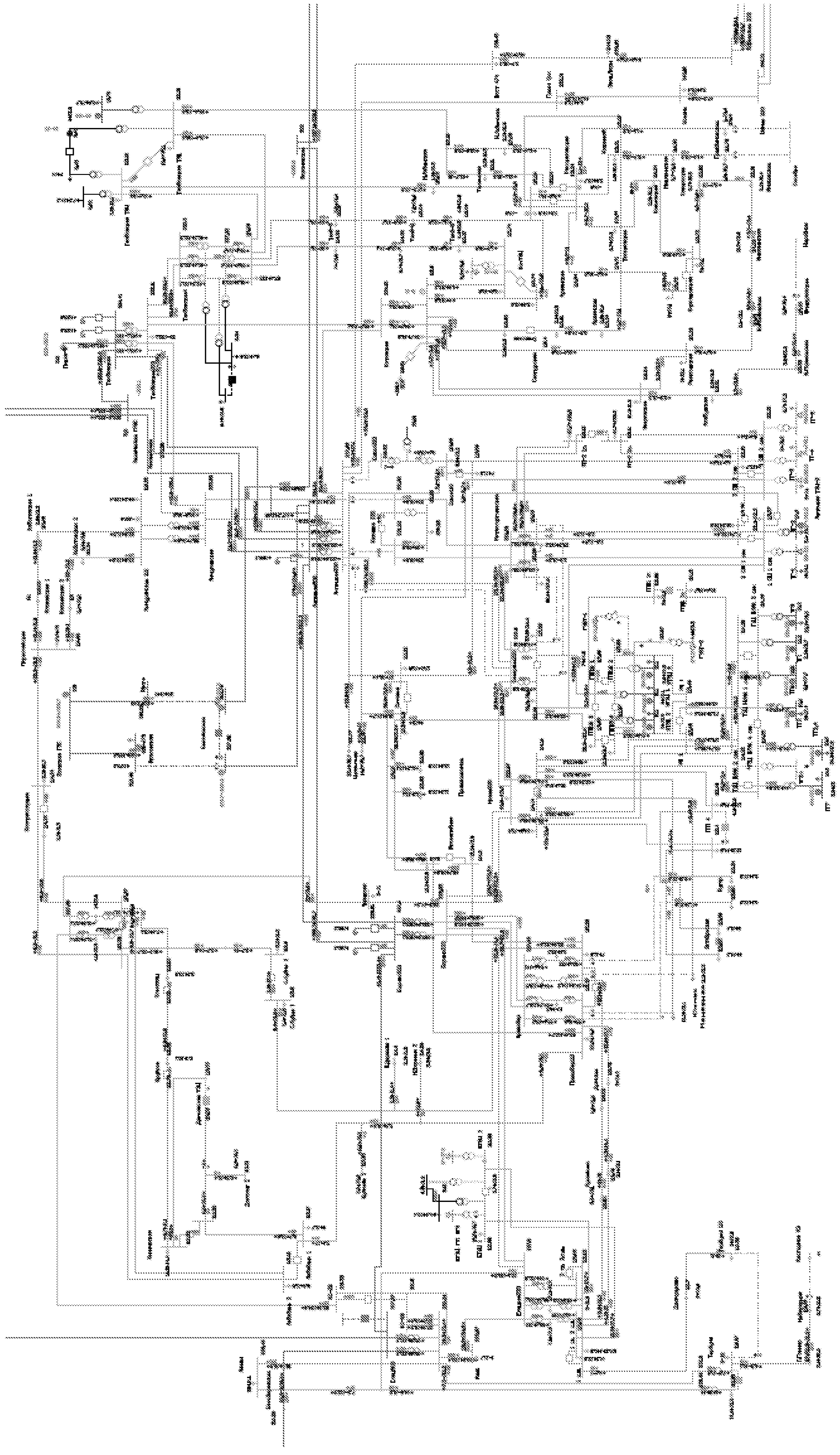


Рисунок 33. Отключение I сек. 220 кВ ПС 500 кВ Литейная в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Литейная - Казинка II цепь.  
 Летний максимум 2019 года.



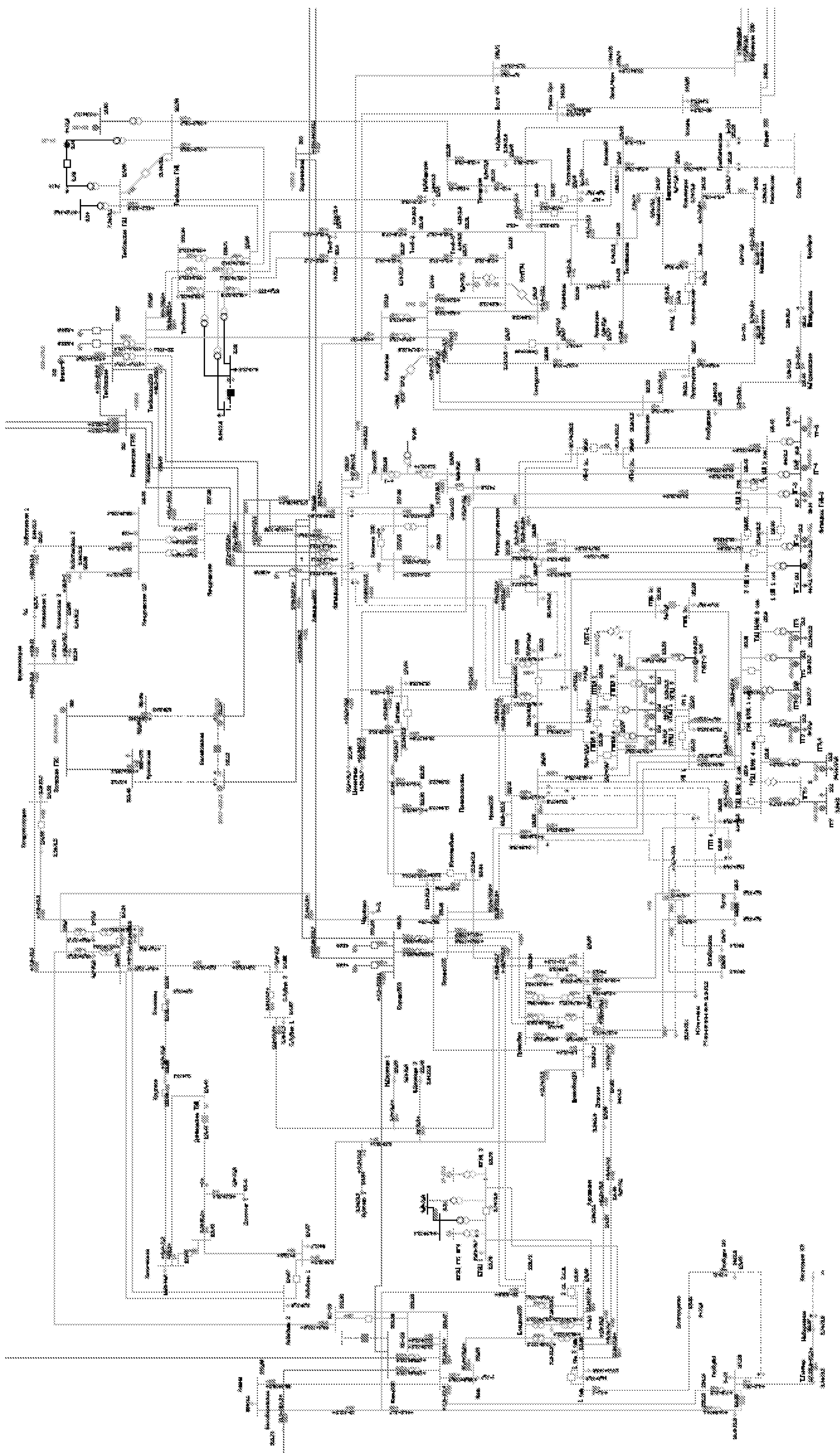


Рисунок 34. Отключение 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Литецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Литецкая - Казинка II цепь после проведения схемно-режимных мероприятий. Летний максимум 2019 года.

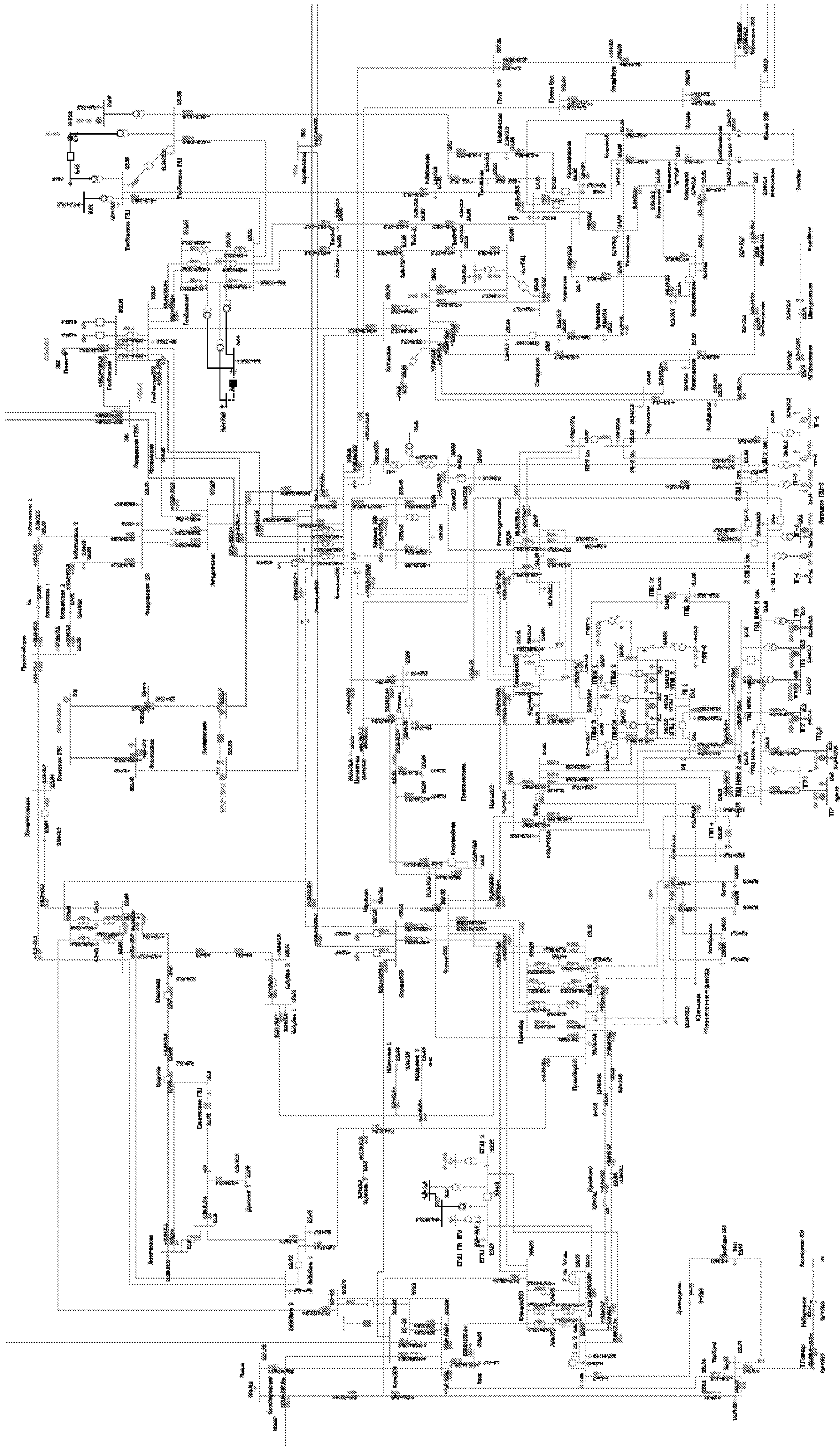


Рисунок 35. Отключение 1 сек. 220 кВ ЛС 500 кВ Литейная схеме ремонта ВЛ 500 кВ Литейная – Борино. Летний максимум 2023 года.

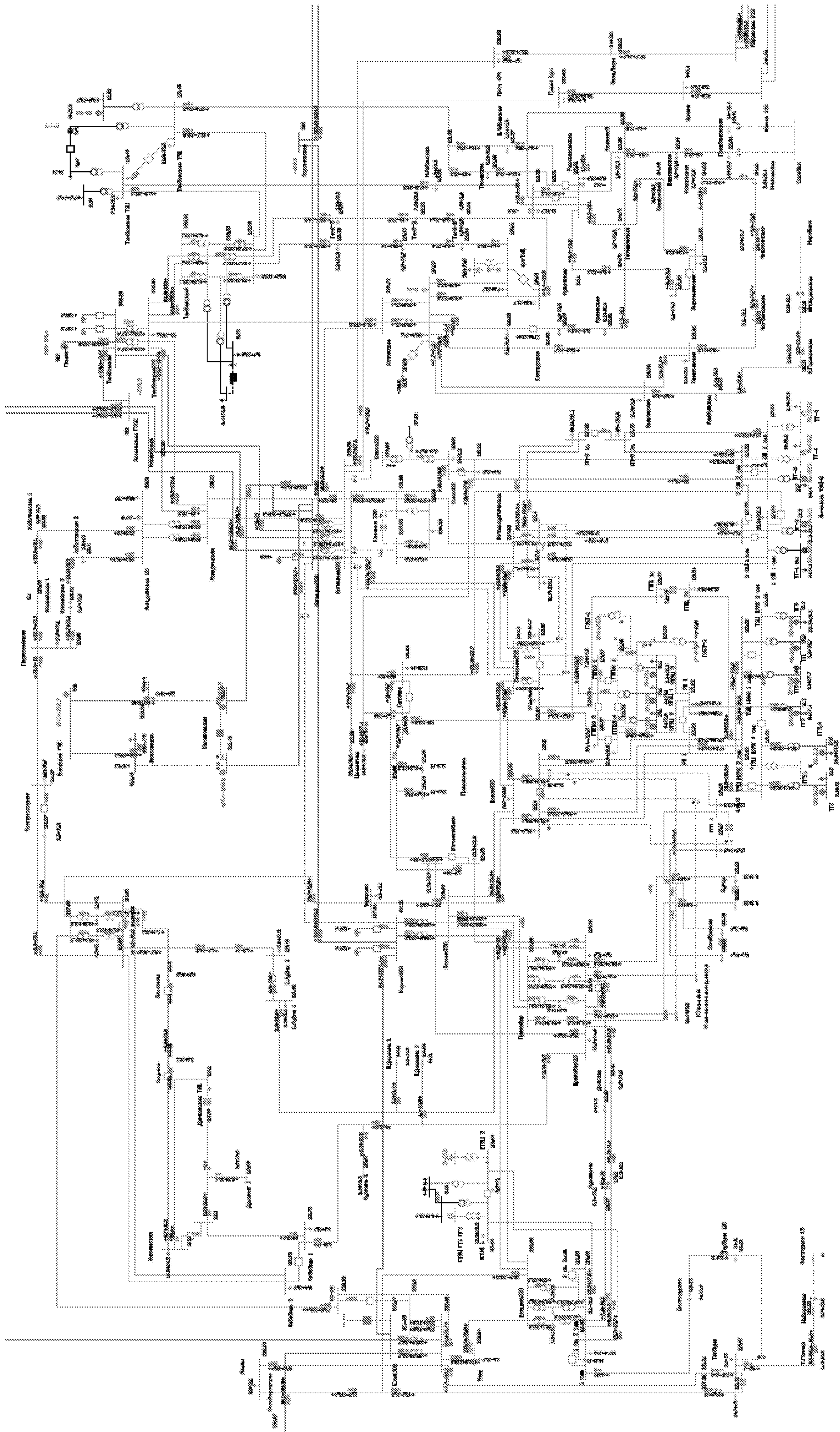


Рисунок 36. Отключение 1 сек. 220 кВ ЛПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино после проведения схемно-режимных мероприятий. Летний максимум 2023 года.



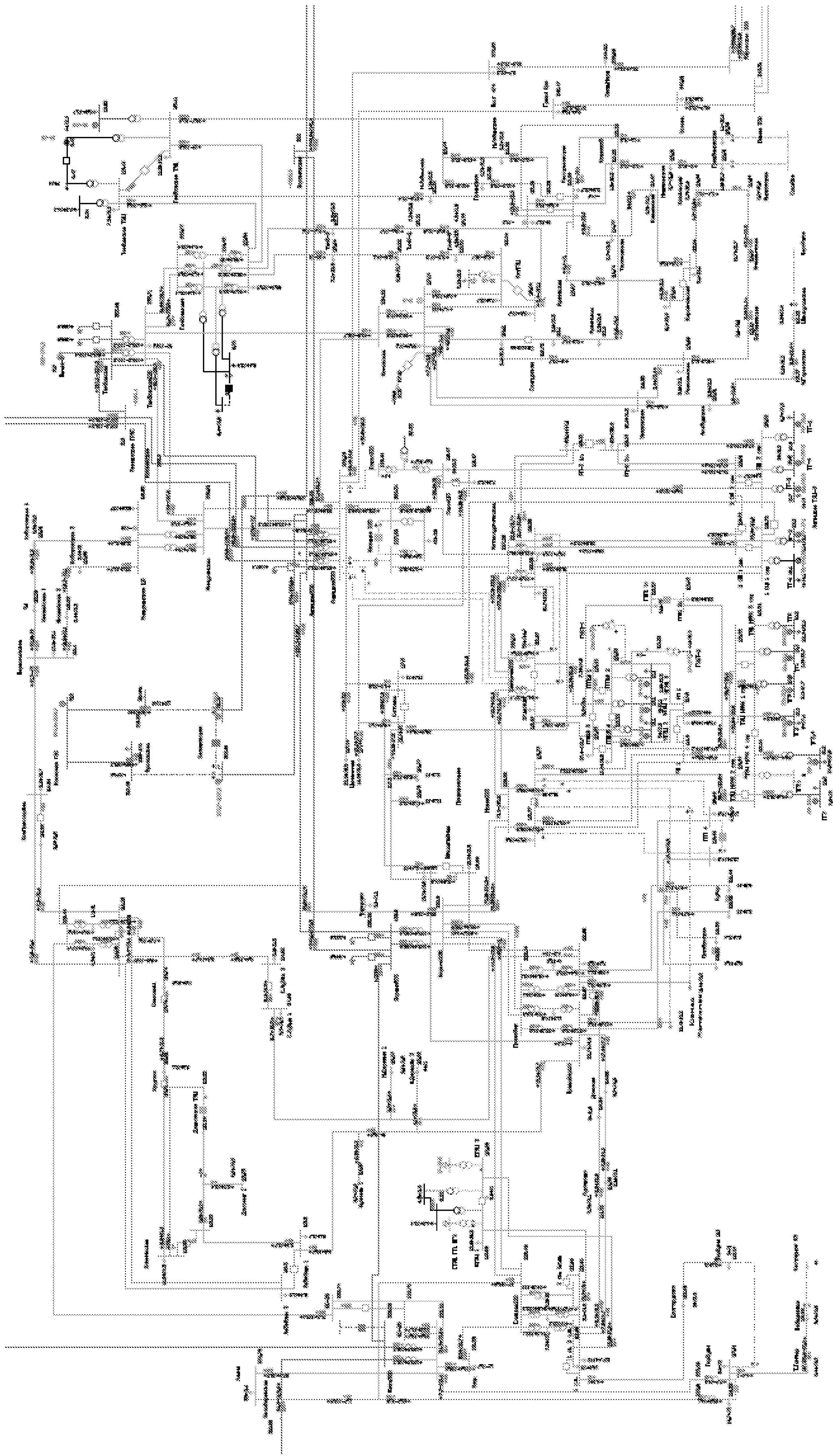


Рисунок 38. Отключение 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Литецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Литецкая - Северная II после проведения схемно-режимных мероприятий. Летний максимум 2023 года.



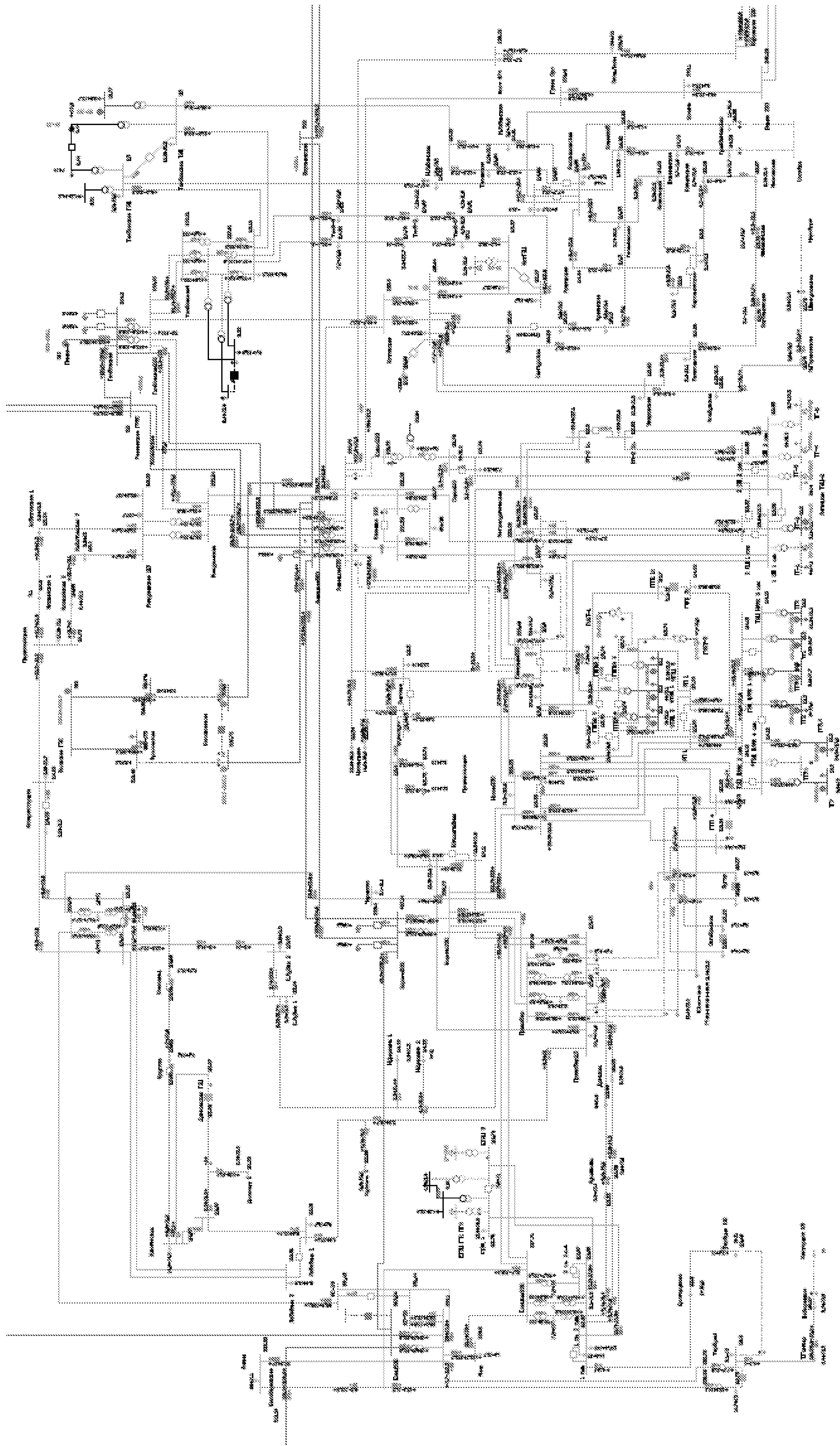
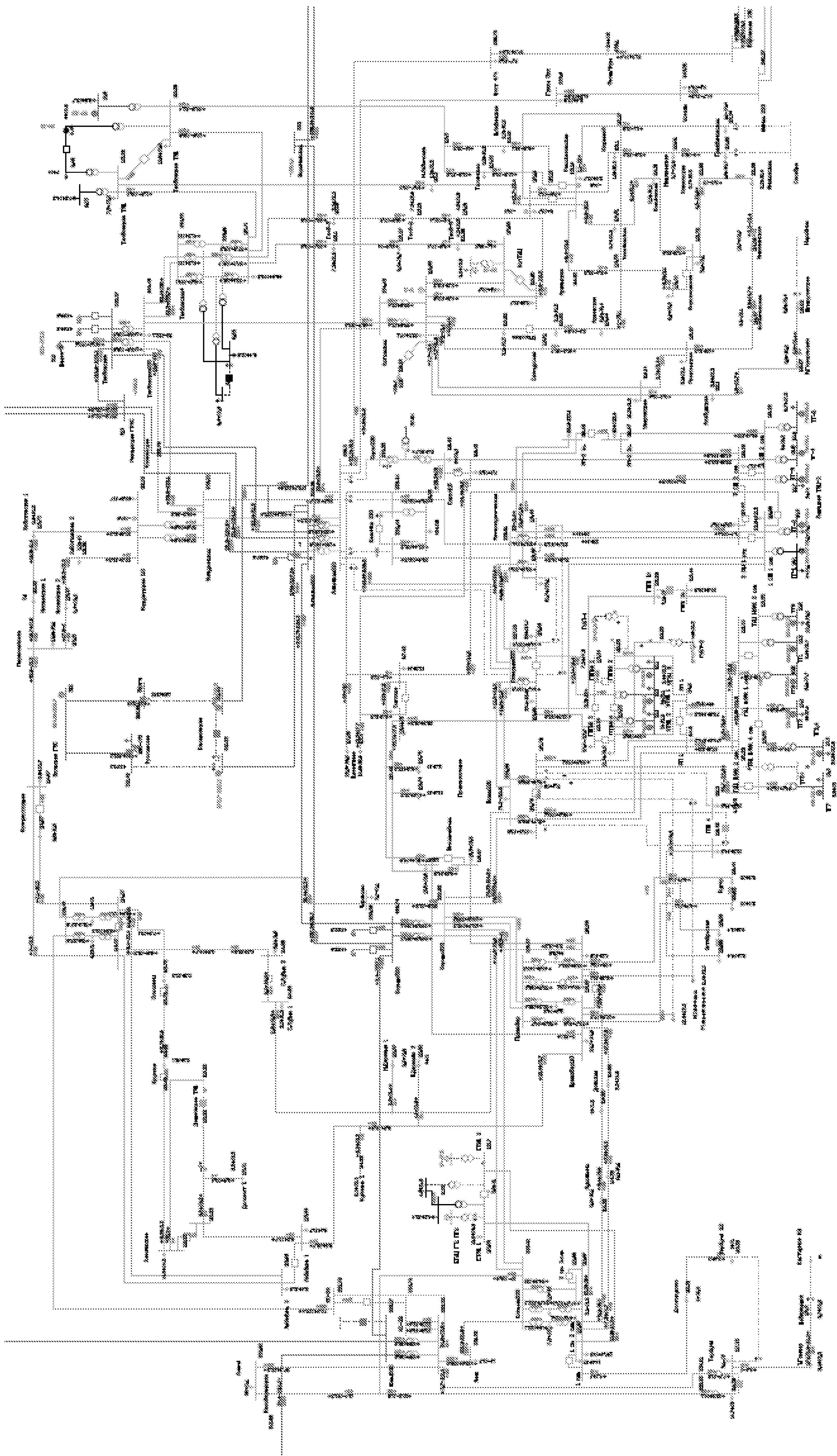


Рисунок 39. Отключение I сек. 220 кВ ПС 500 кВ Литецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Литецкая - Казинка II цепь.  
 Летний максимум 2023 года.



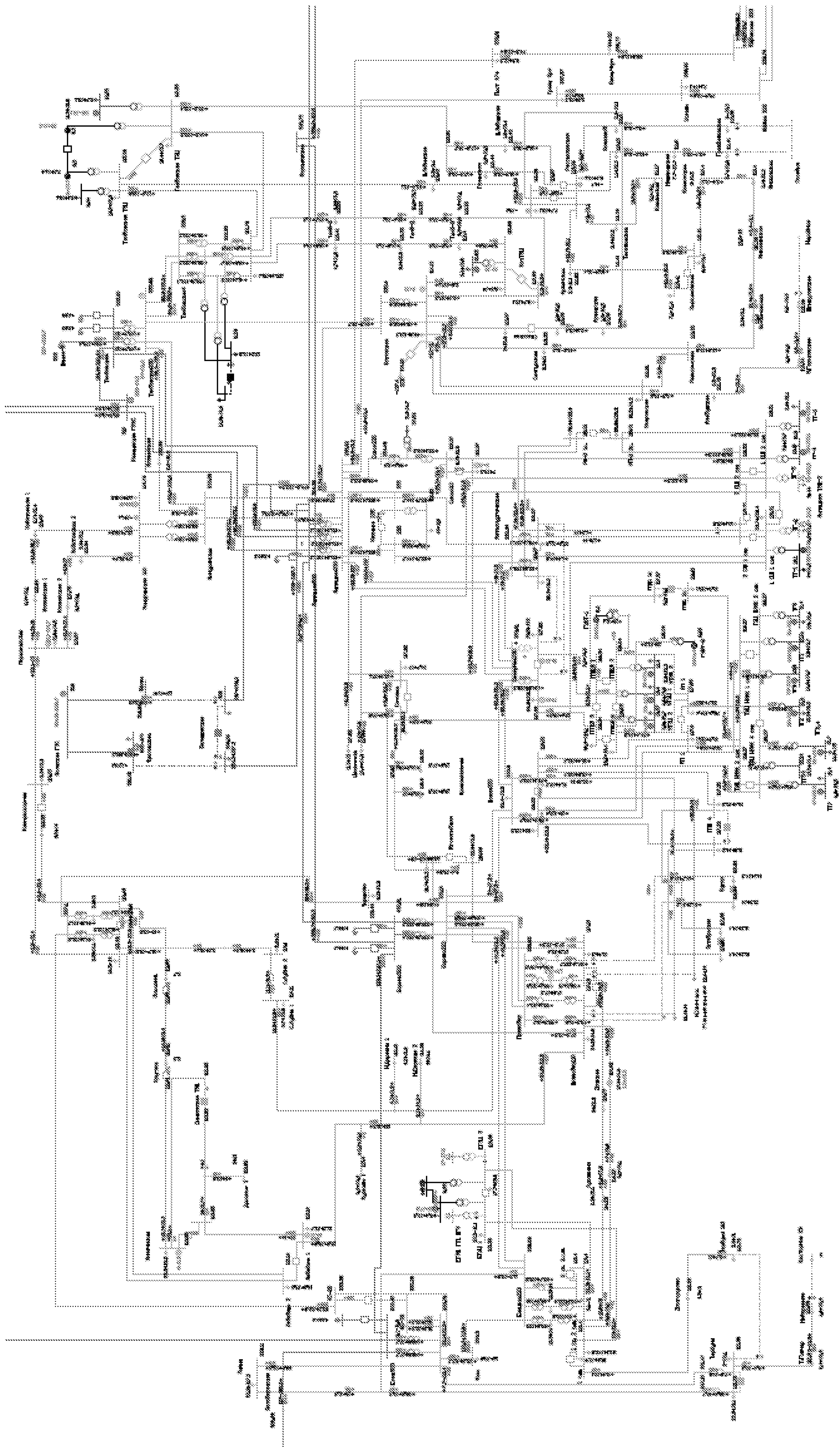


Рисунок 41. Отключен АТ-1 ПС 220 кВ Северная. Зимний максимум 2023 года.



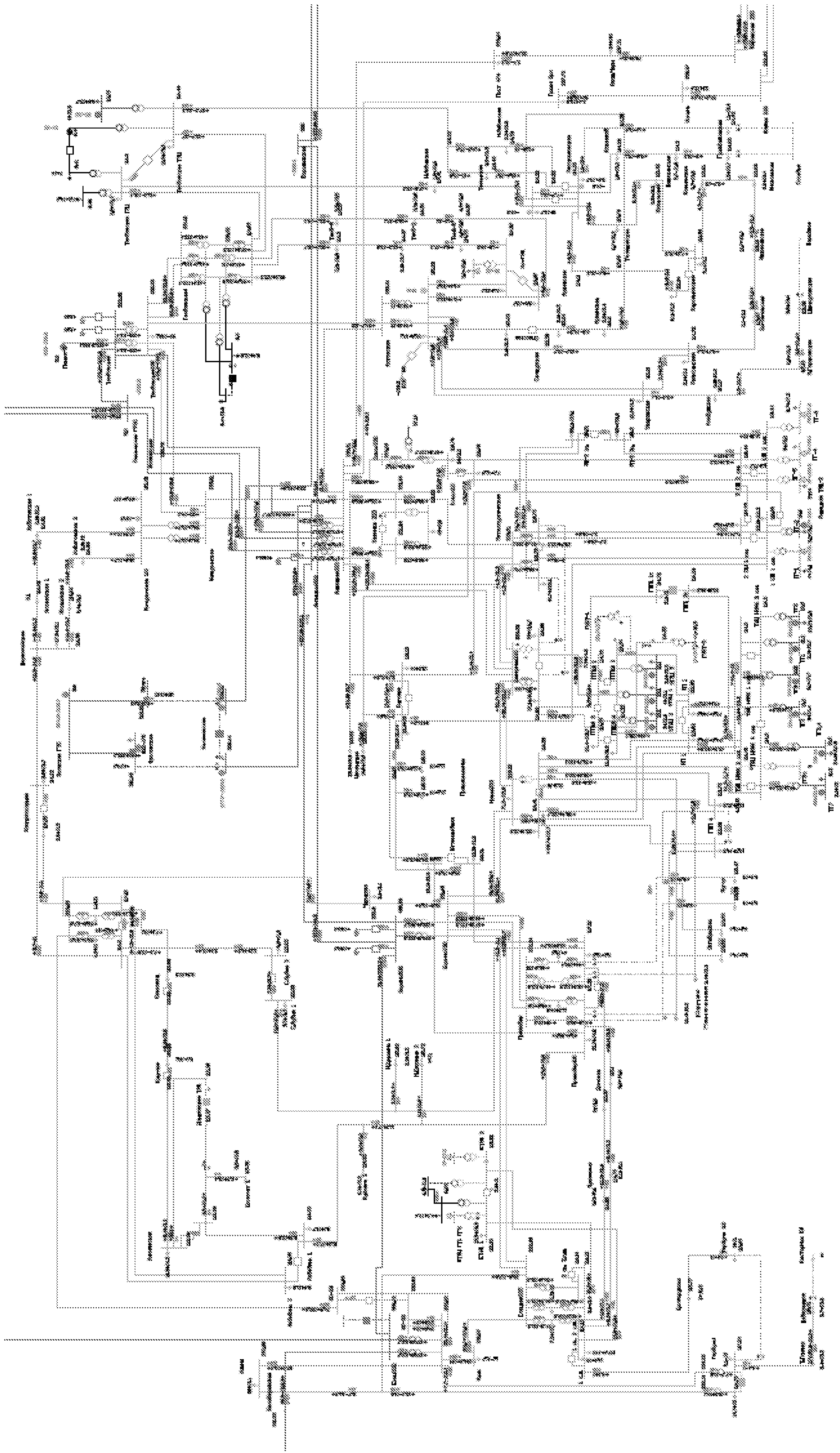


Рисунок 42. Отключен АТ-1 ПС 220 кВ Северная в схеме ремонта АТ-1 на ПС 220 кВ Новая. Летний максимум 2023

года.



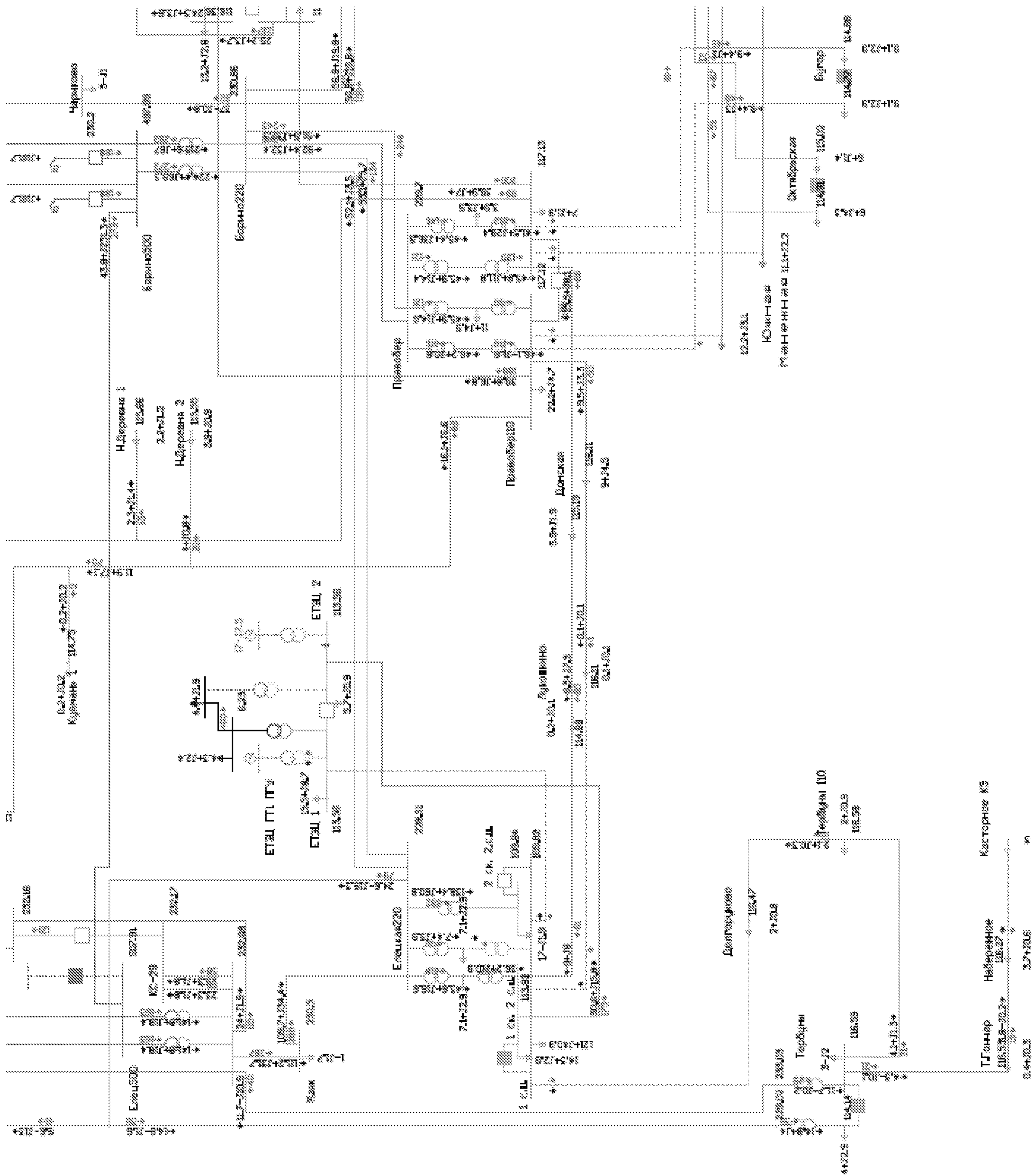


Рисунок 43. Отключение I СШ 110 кВ ПС 220 кВ Елецкая. Летний максимум 2019 года.



Рисунок 44. Отключение I СШ 110 кВ ПС 220 кВ Елецкая с учетом установки СВ 110 кВ между I и 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Елецкая. Летний максимум 2019 года.

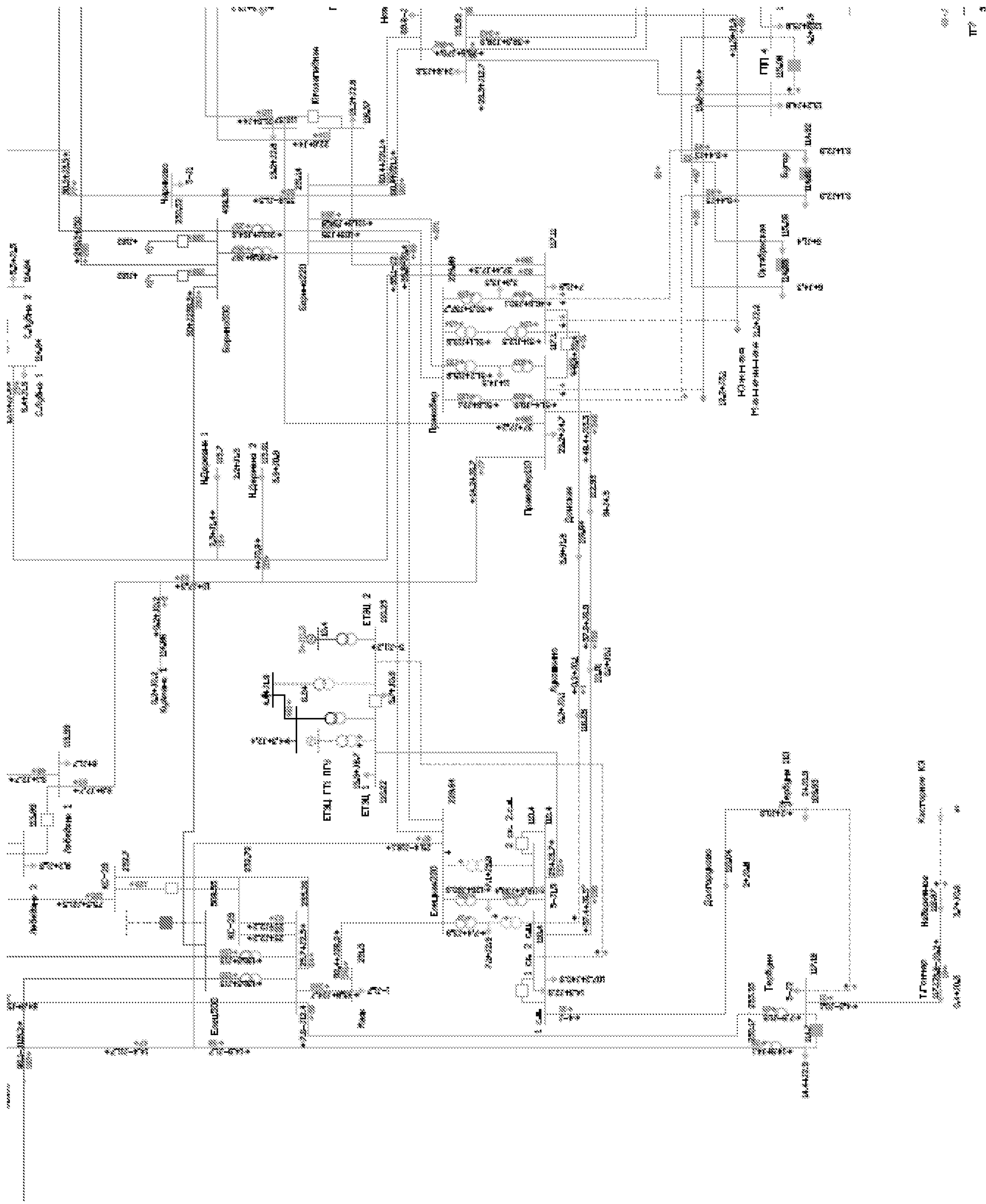


Рисунок 45. Отключение 1 сек. 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Елеукая в схеме ремонта АТ-2 ПС 220 кВ Елеукая. Летний максимум 2019 года.

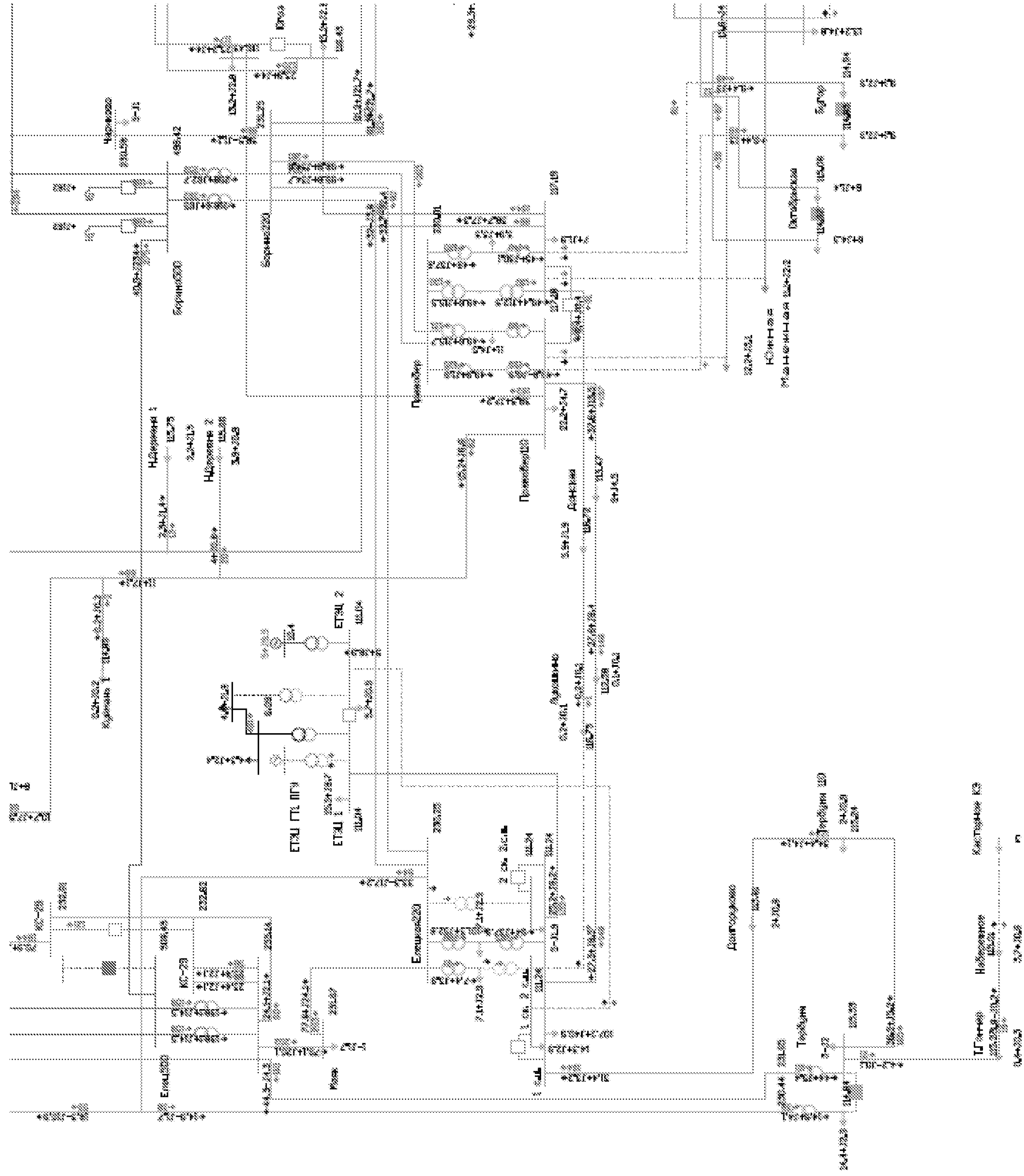


Рисунок 46. Отключение 1 сек. 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Елецкая в схеме ремонта АТ-2 ПС 220 кВ Елецкая после проведения схемно-режимных мероприятий. Летний максимум 2019 года.



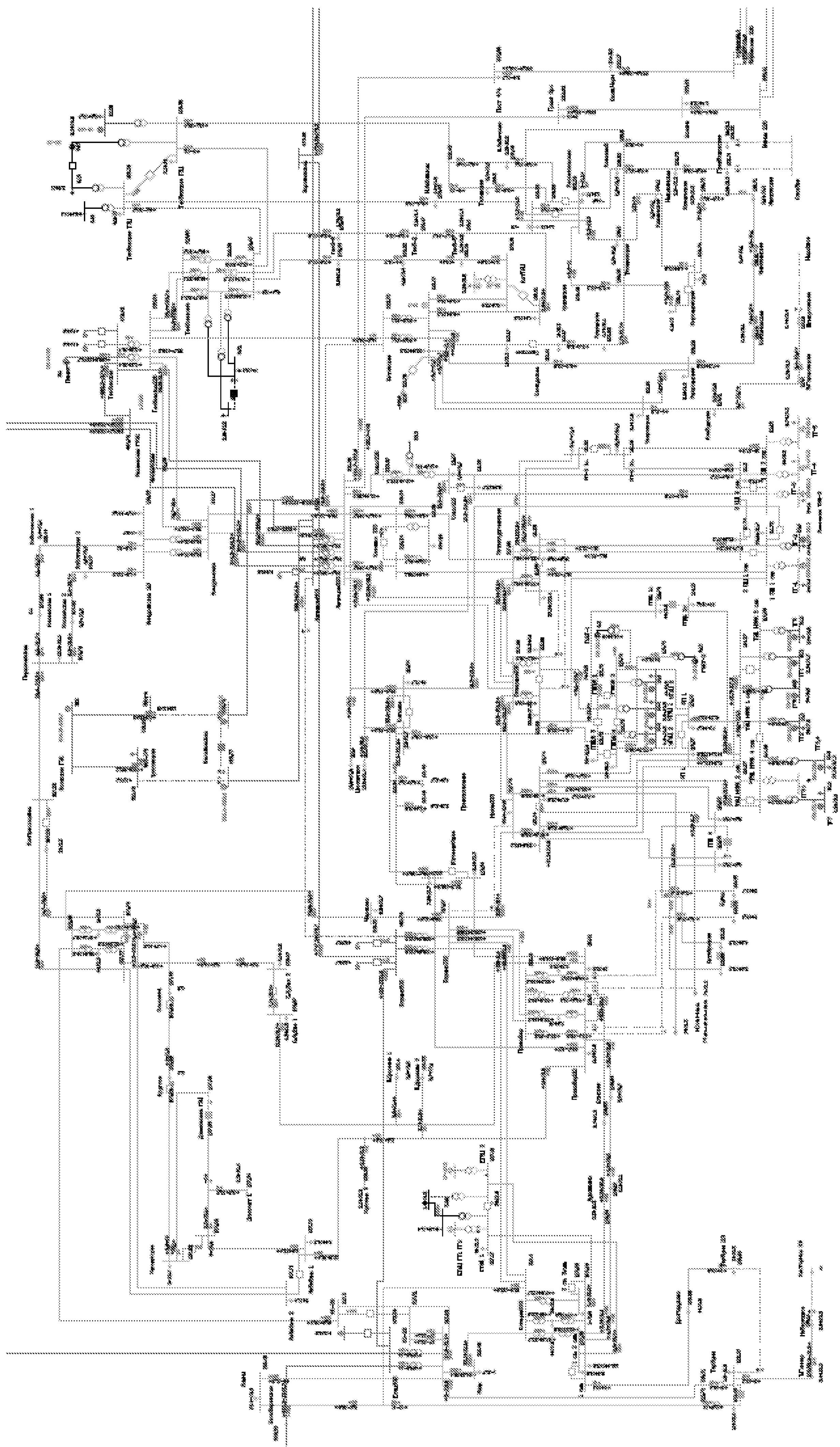


Рисунок 47. Отключение ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь. Летний минимум 2019 года.

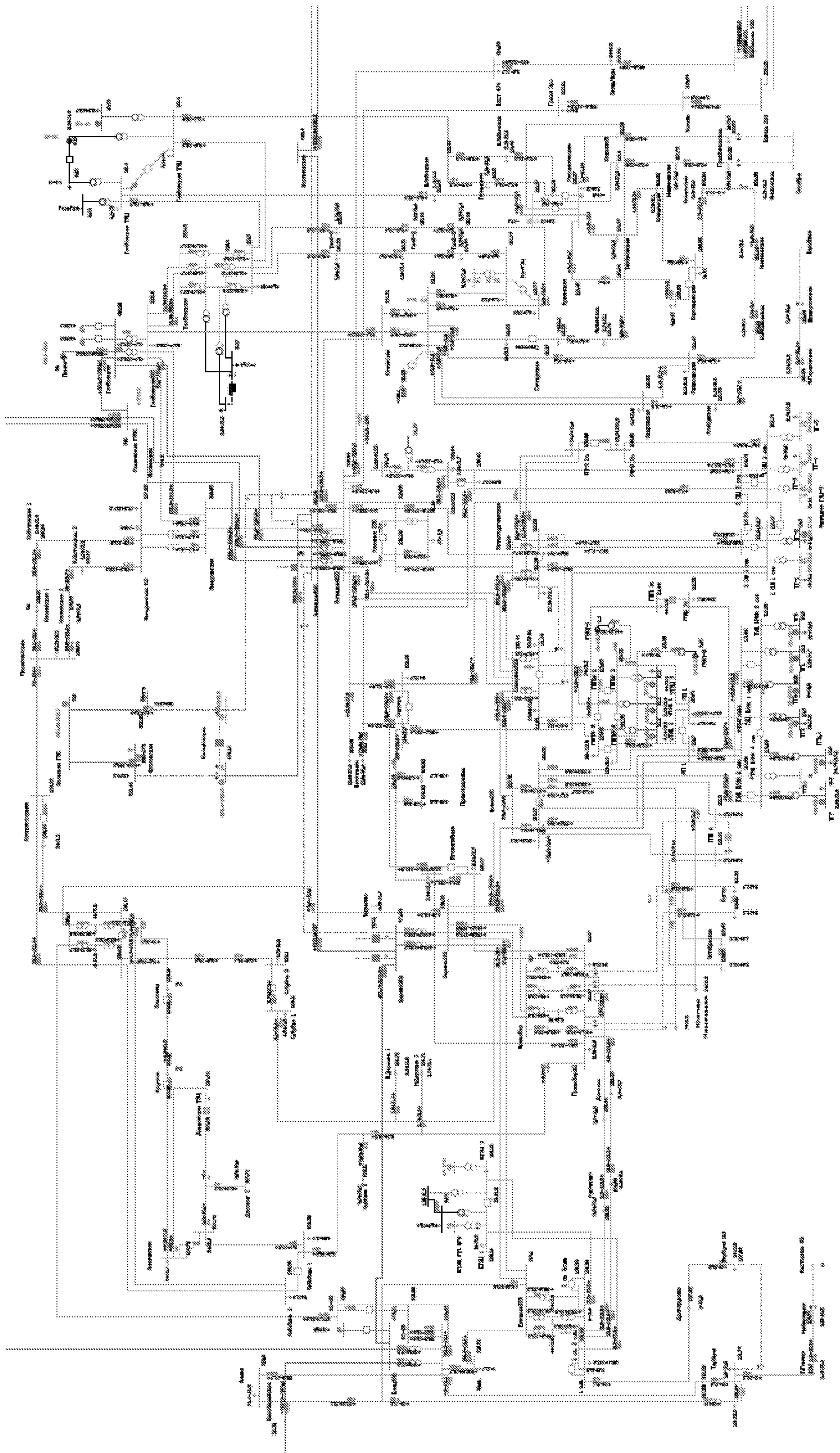
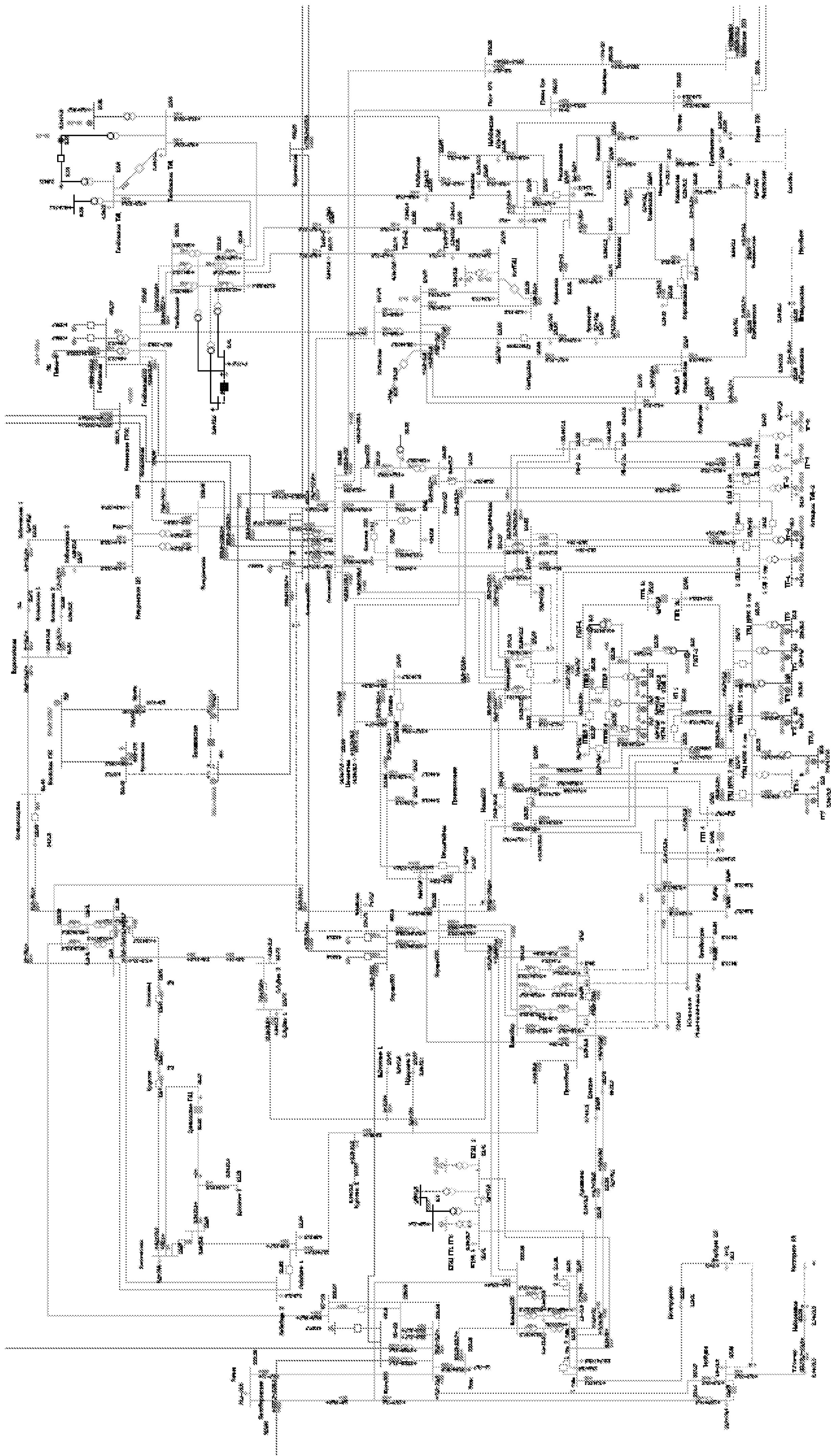


Рисунок 48. Отключение ВЛ 500 кВ Балаюковская – Литейная Западная на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Литейная – Борно. Летний минимум 2019 года.





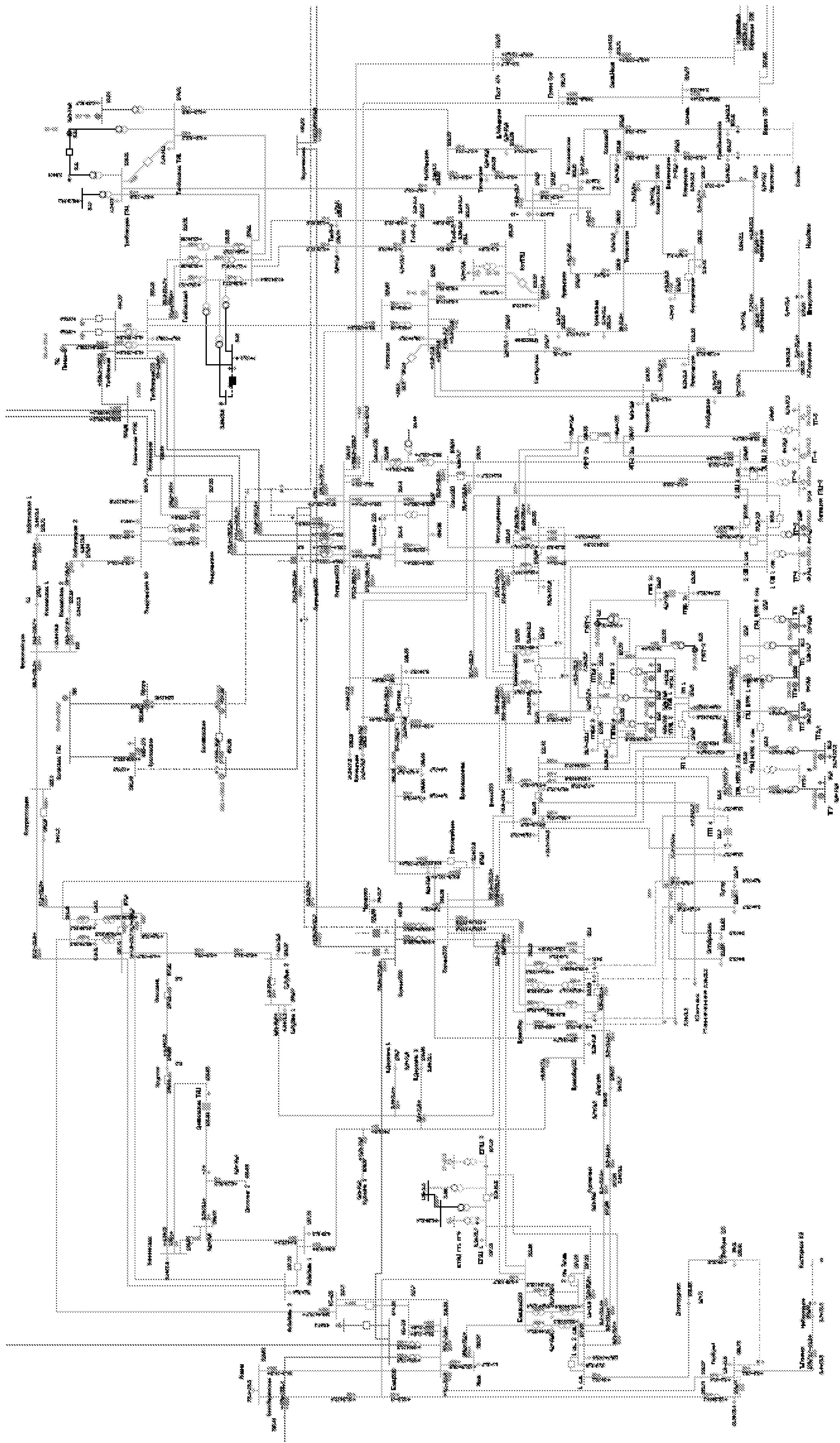


Рисунок 50. Отключение ВЛ 500 кВ Балаиовская – Липецкая Западная с отпайкой на Новооронезжскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Бороно. Летний минимум 2023 года.



Приложение 12  
к Схеме и программе  
развития электроэнергетики  
Липецкой области на 2019-2023 годы

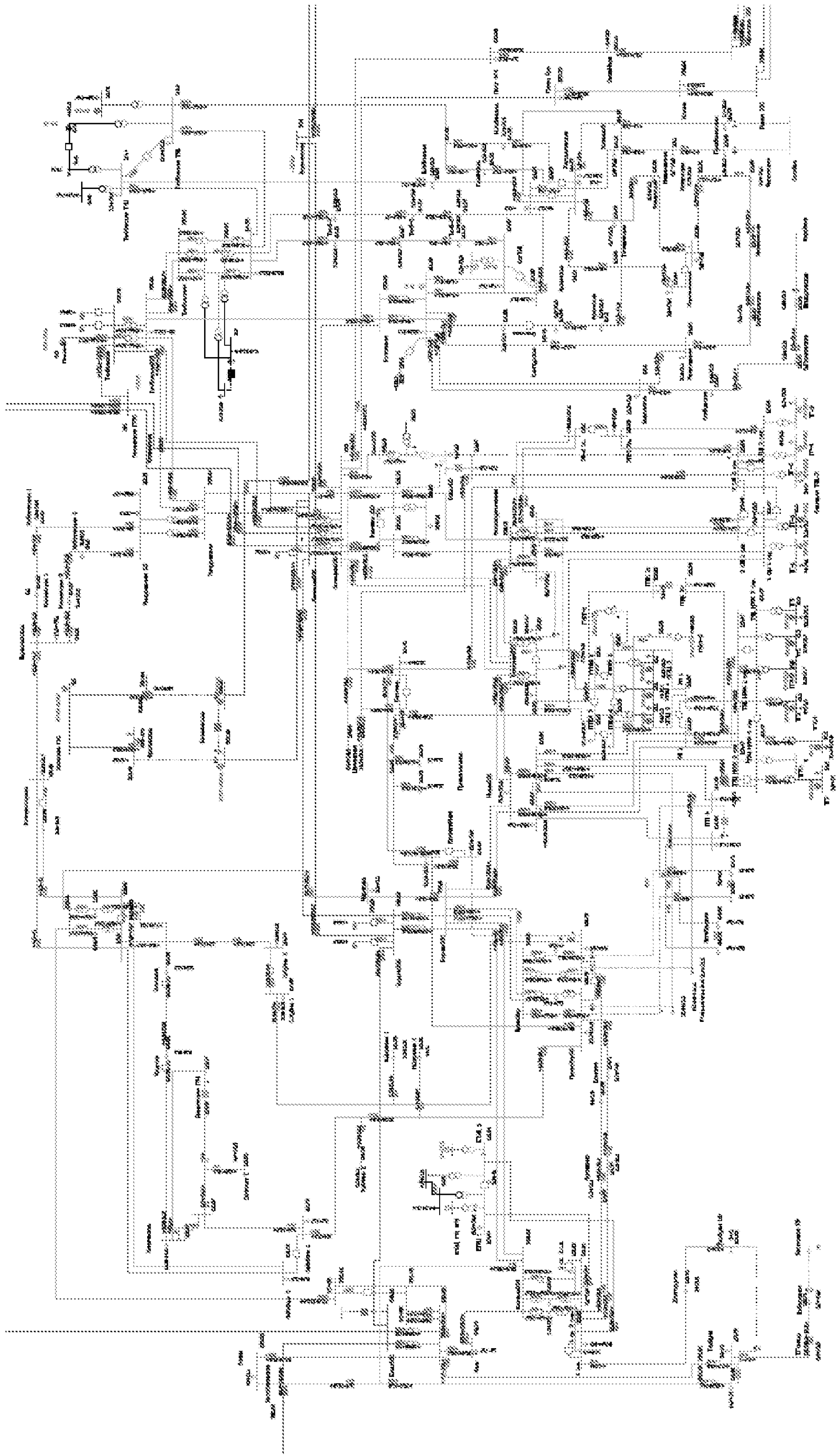


Рисунок 1. Отключение I сек. 110 кВ ПС 220 кВ Сокол в схеме ремонта ЛЛ 110 кВ Московская Левая (Правая). Летний максимум 2023 года.

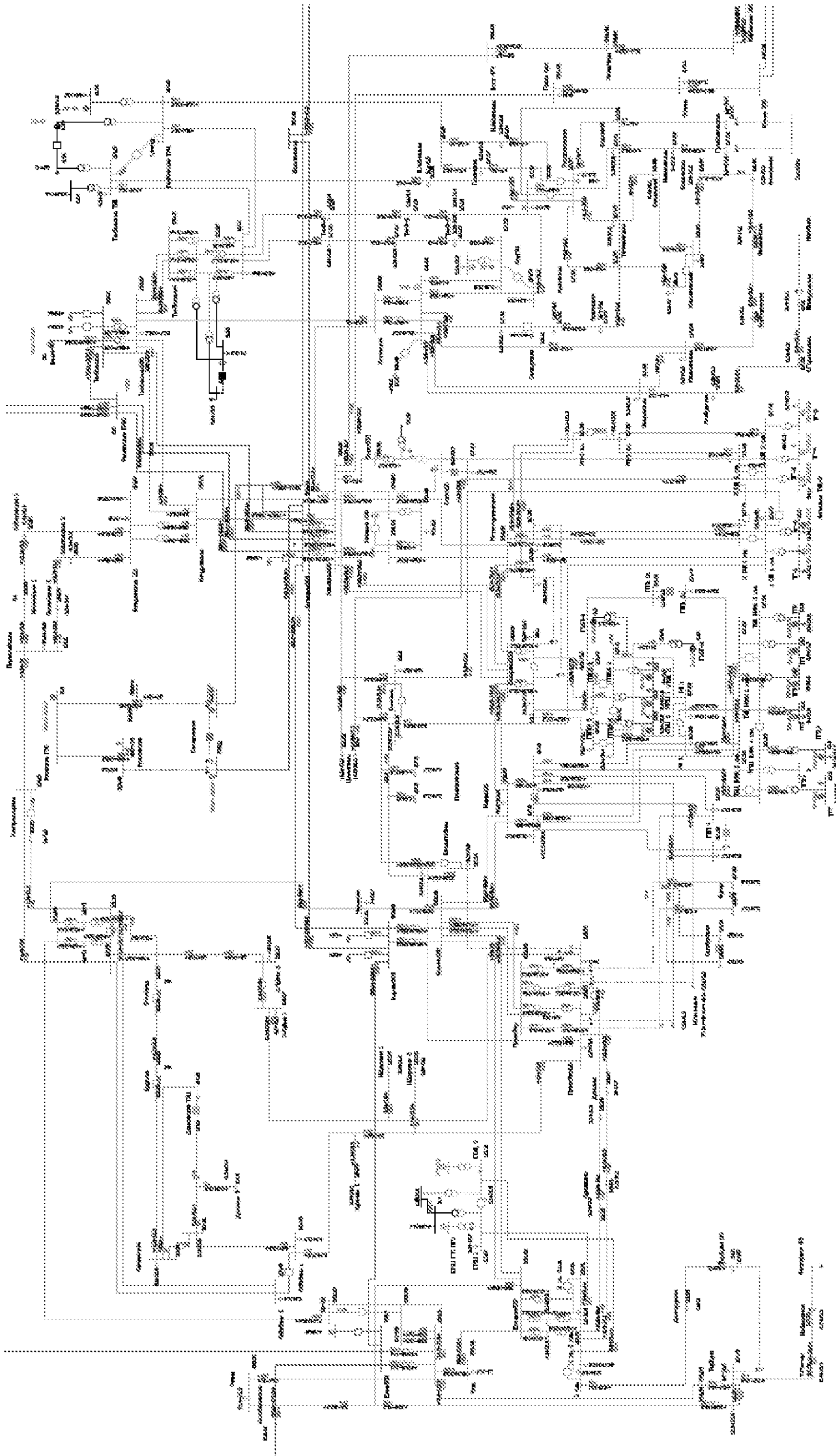


Рисунок 2. Отключение 1 сек. 110 кВ Сокол в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая). Летний минимум 2023 года.

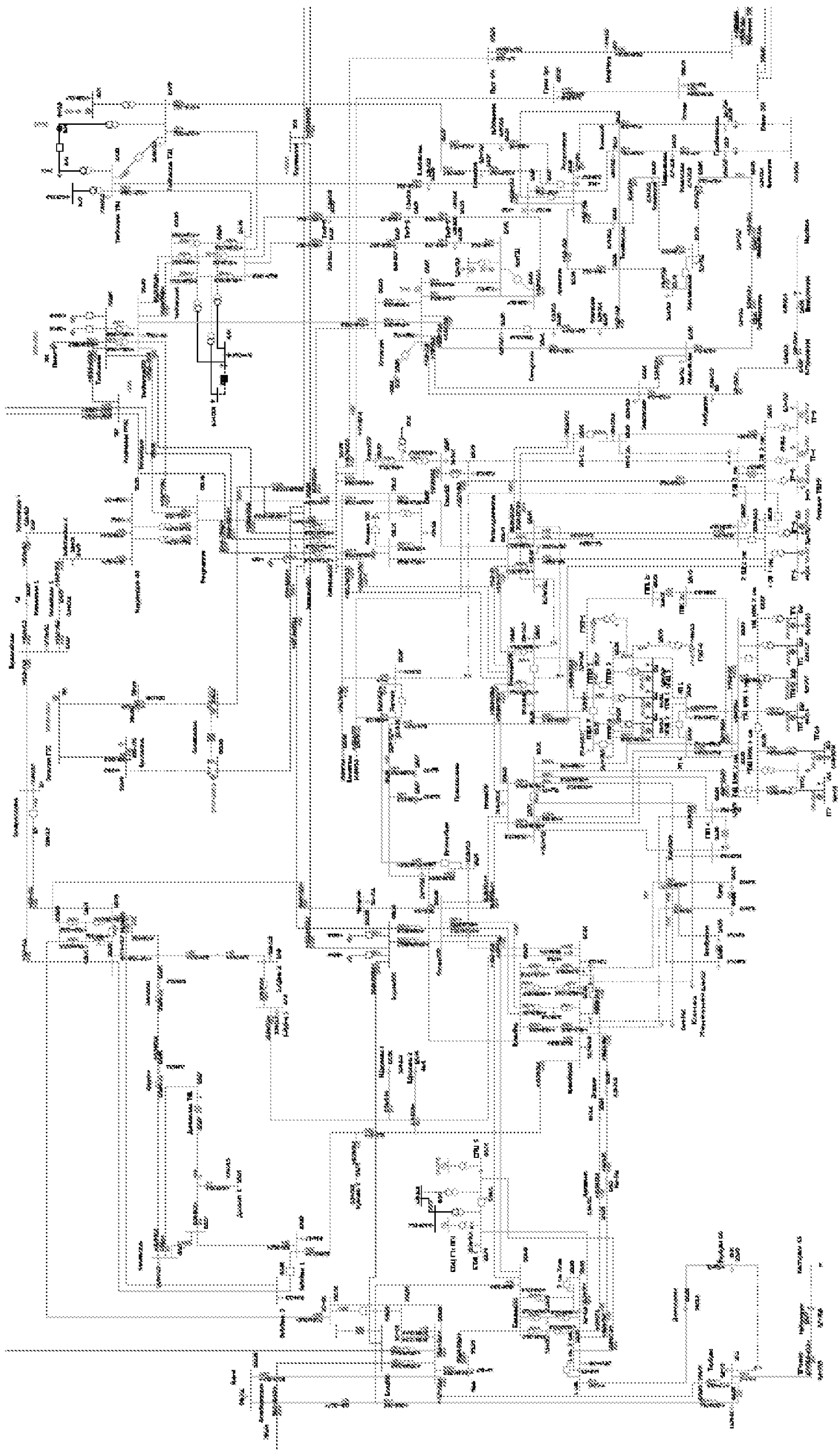


Рисунок 3. Отключение 2 сек. 2 СШ 110 кВ Литецкой ТЭЦ - 2 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Литецкая ТЭЦ-2 - Ситовка I  
 день. Летний максимум 2023 года.



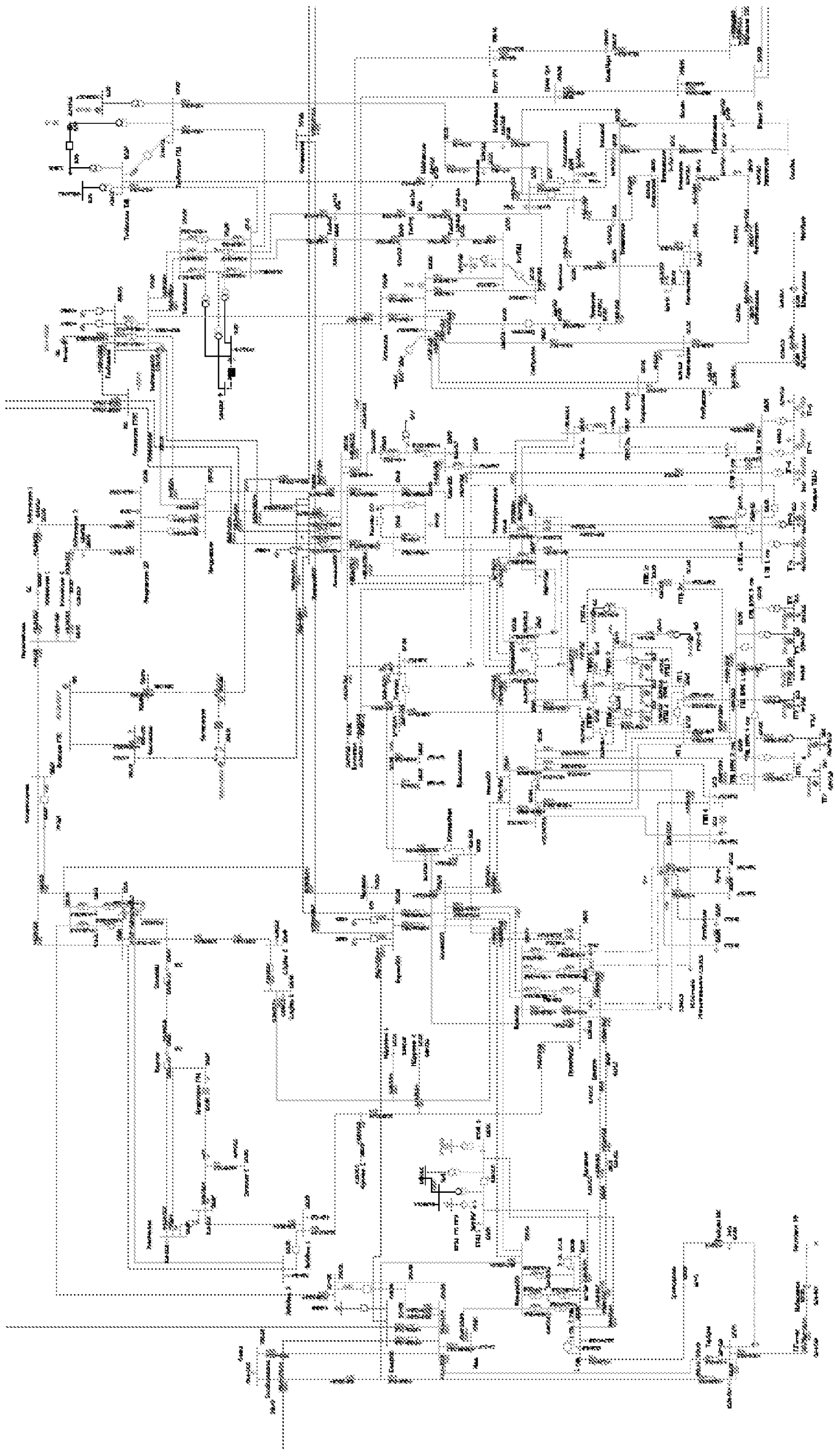


Рисунок 4. Отключение 2 сек. 2 СШ 110 кВ Липецкой ТЭЦ-2 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Сетька I  
 цель. Летний минимум 2023 года.

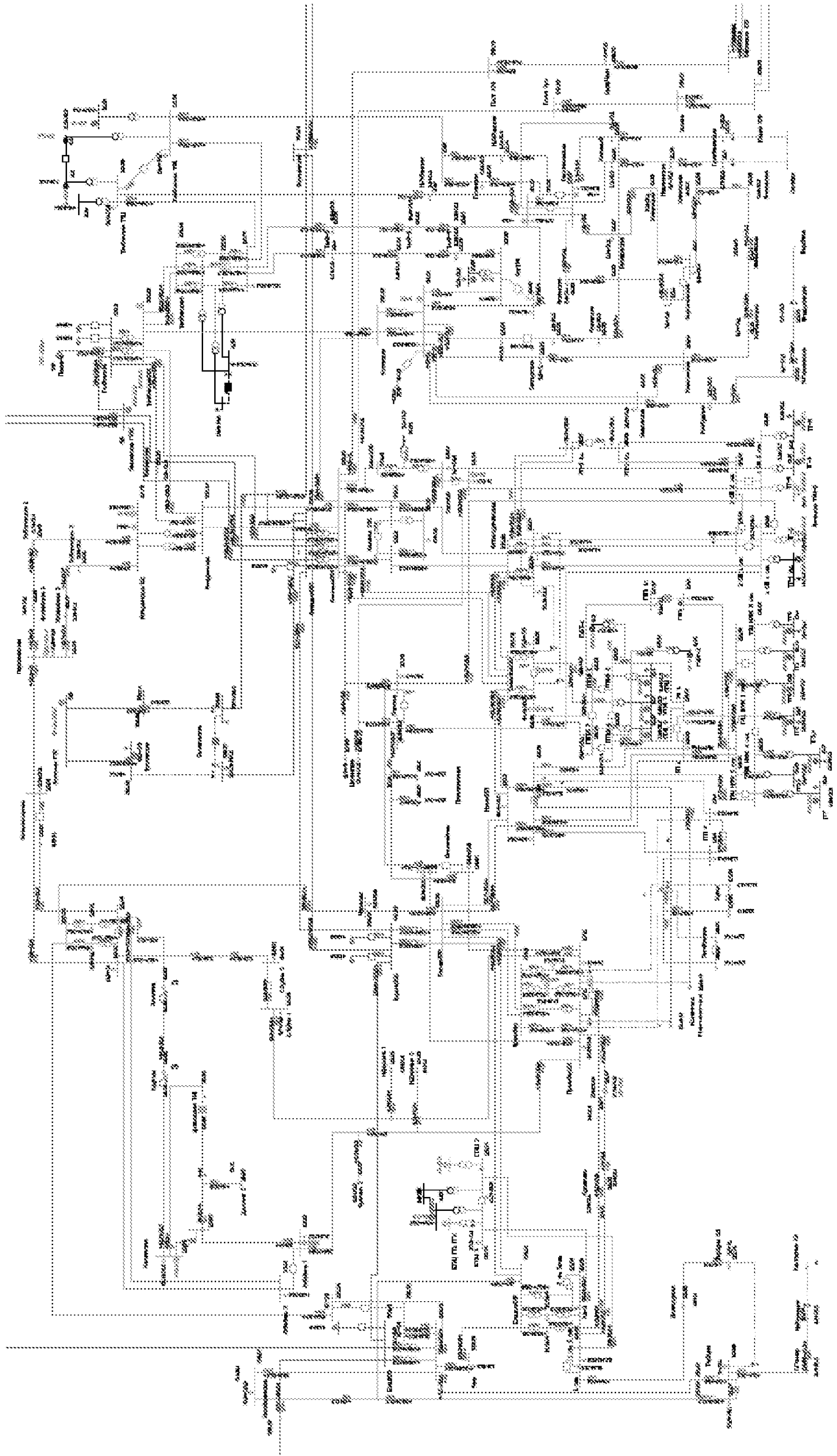


Рисунок 5. Отключение ВЛ 110 кВ Бугор Левая (Правая). Зимний максимум 2023 года.



Рисунок 6. Отключение ВЛ 10 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Сетевка I цепь. Зимний максимум 2023 года.

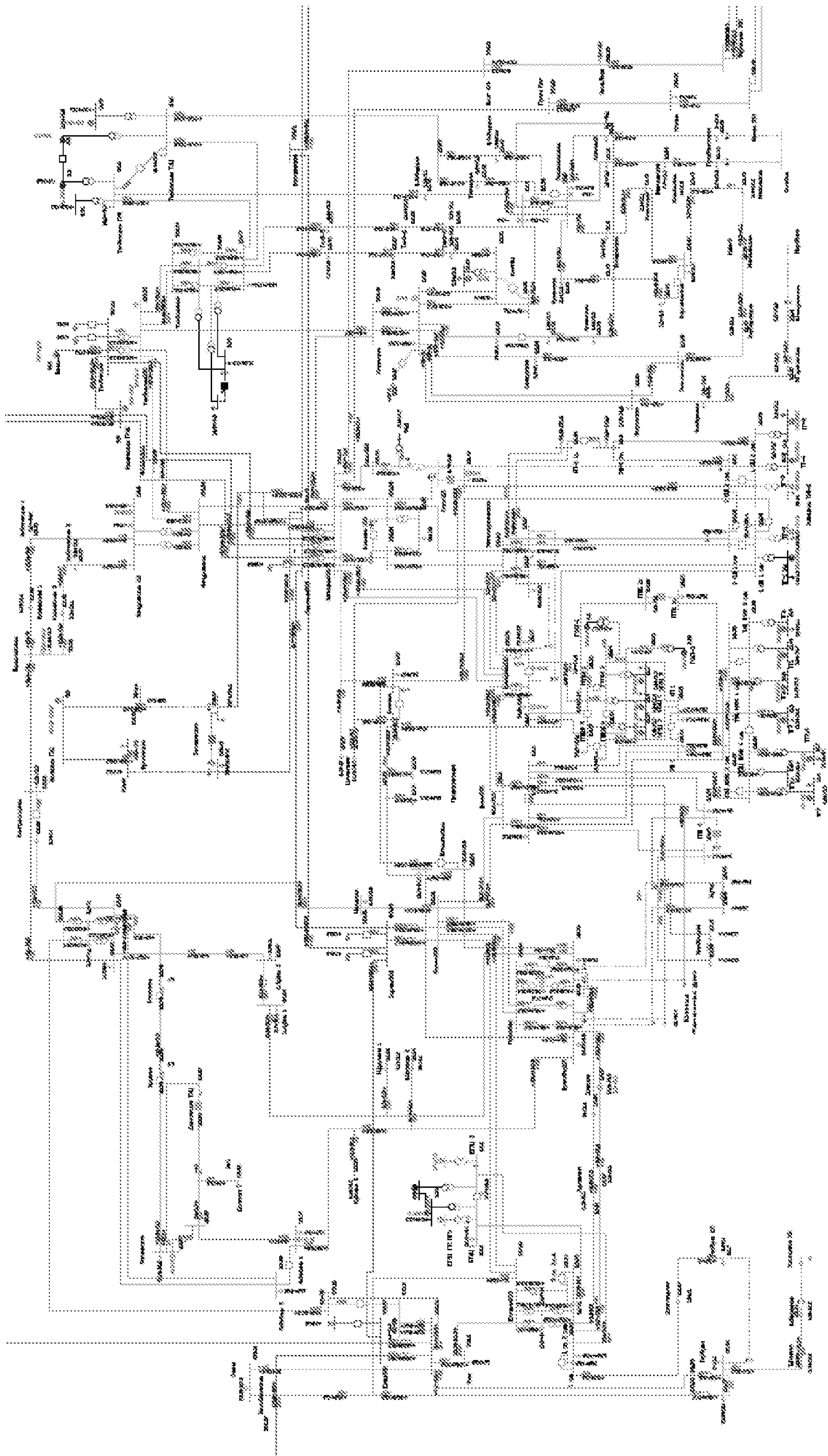


Рисунок 7. Отключение I сек. 110 кВ ПС 220 кВ Сокол. Зимний максимум 2023 года.



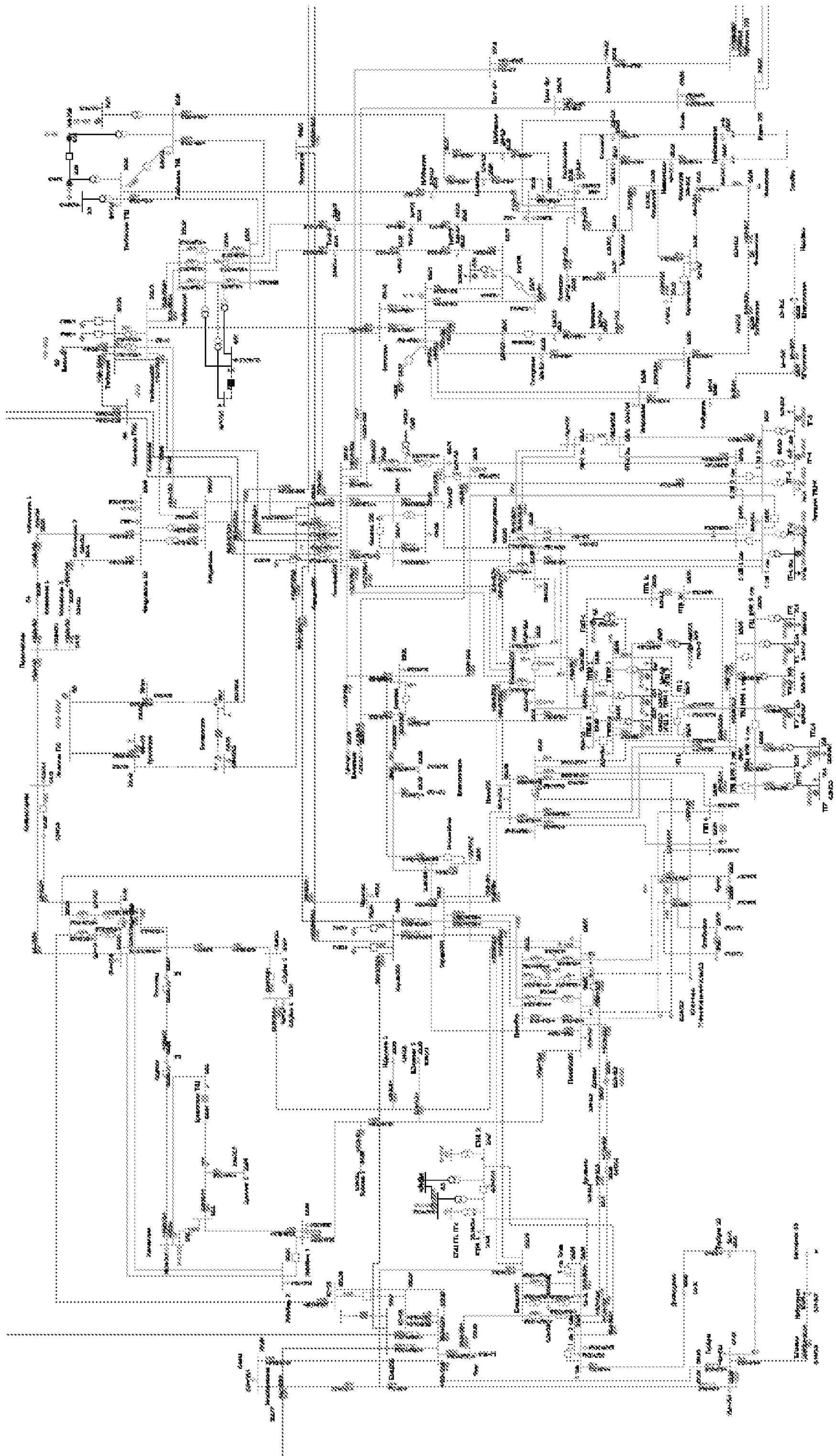


Рисунок 8. Отключение ВЛ 110 кВ Московская Левая (Проект). Зимний минимум 2023 года.

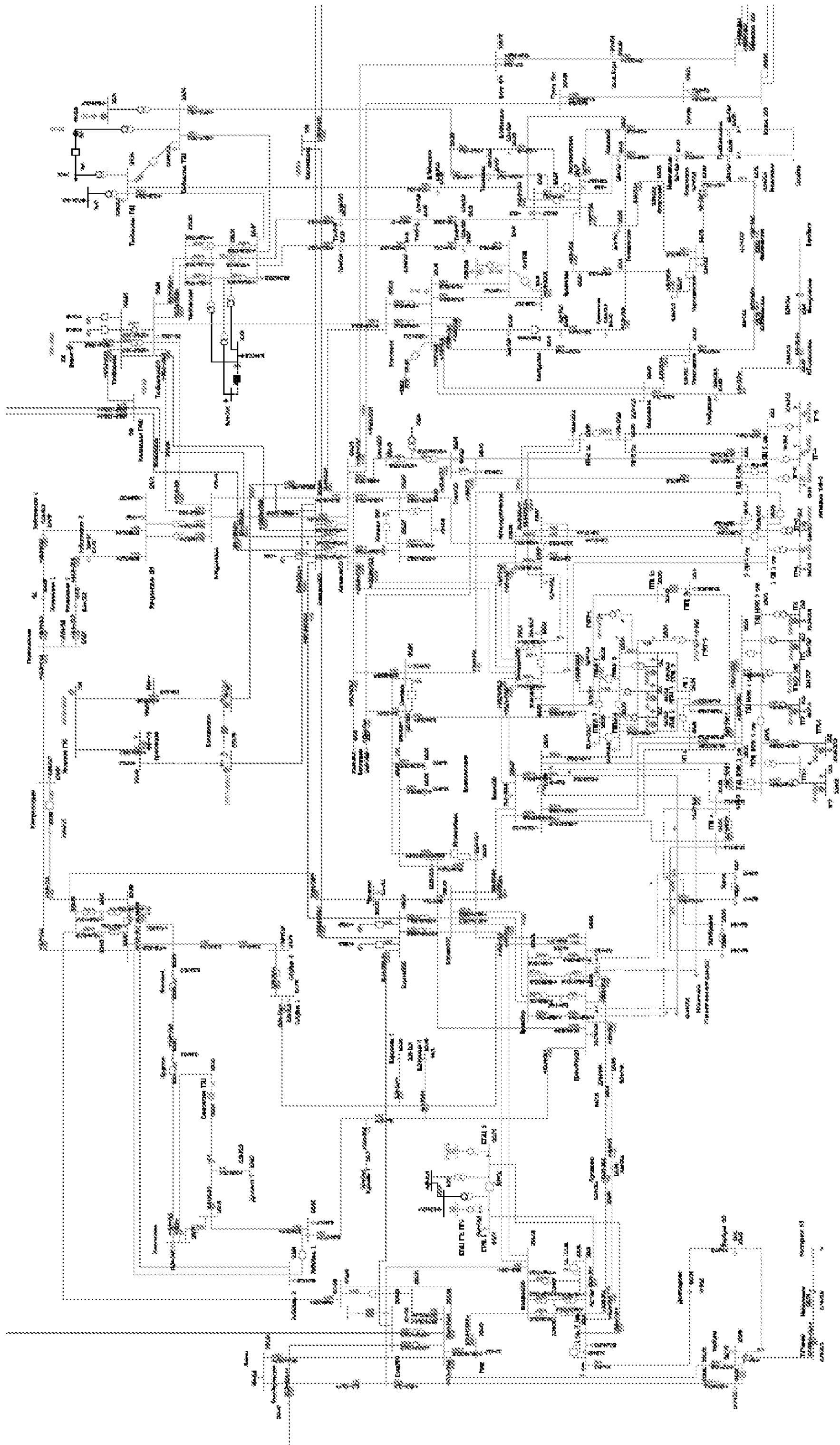


Рисунок 9. Отключение ВЛ 110 кВ Бугор Левая (Привая). Летний максимум 2023 года.

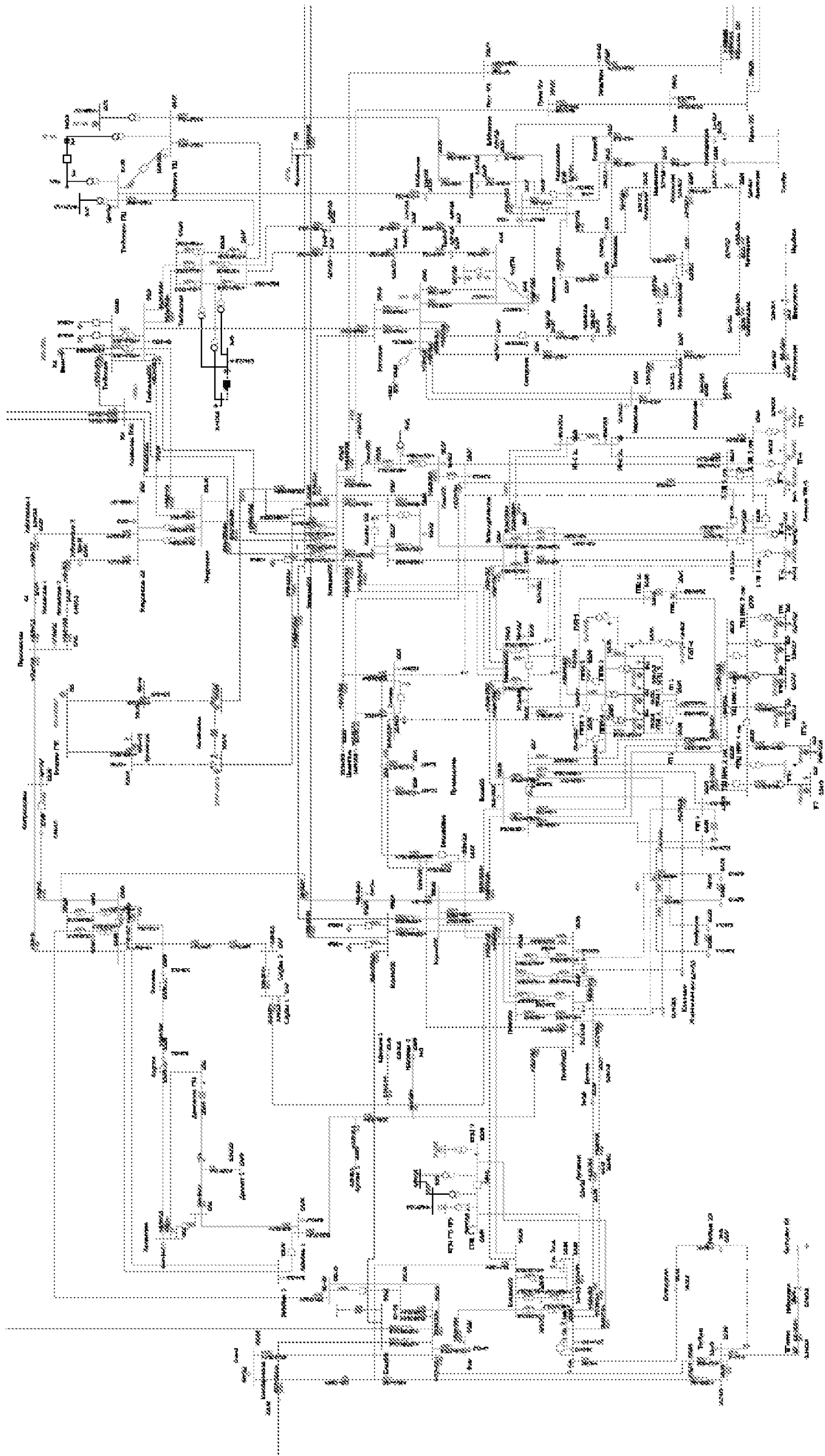


Рисунок 10. Отключение ВЛ 110 кВ Линецкая ТЭЦ-2 - Ситовка I цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Линецкая ТЭЦ-2 - Ситовка II цепь. Летний максимум 2023 года.





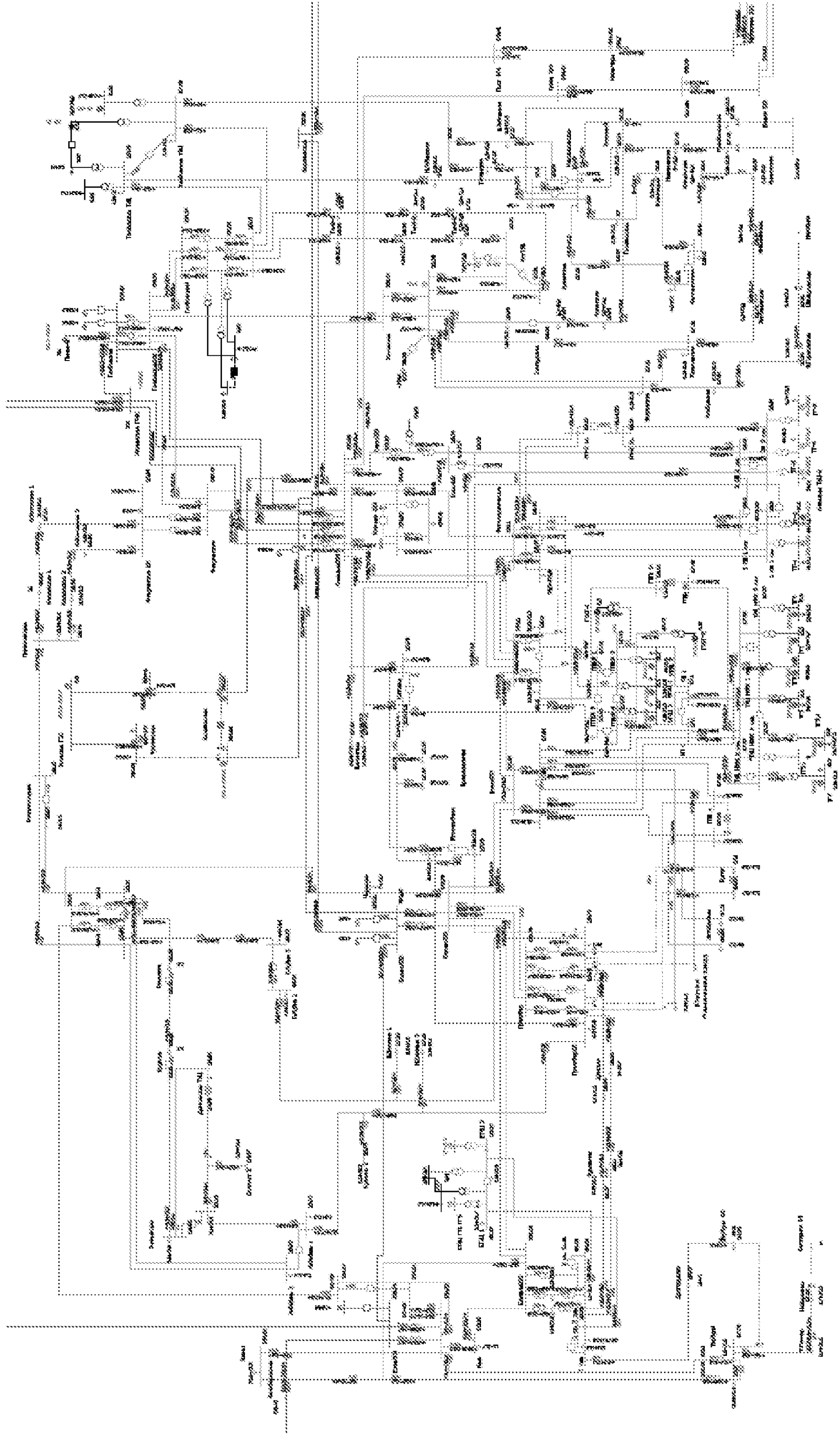


Рисунок 12. Отключение ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая). Летний минимум 2023 года.

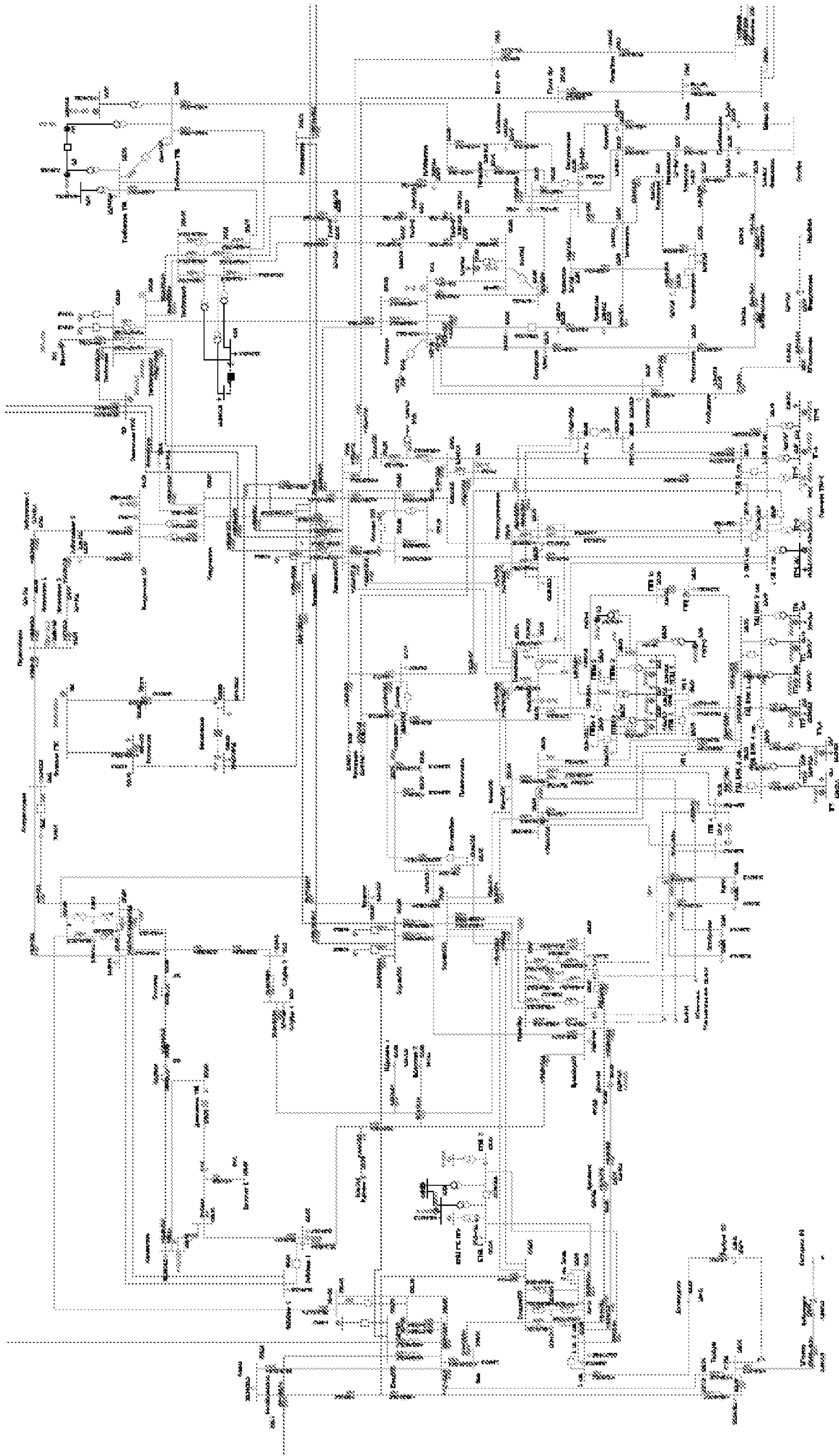


Рисунок 13. Отключение АТ-1 на ПС 220 кВ Дон. Зимний максимум 2023 года.



Рисунок 14. Отключение ВЛ 110 кВ Химическая-1. Замкнутый максимум 2023 года.

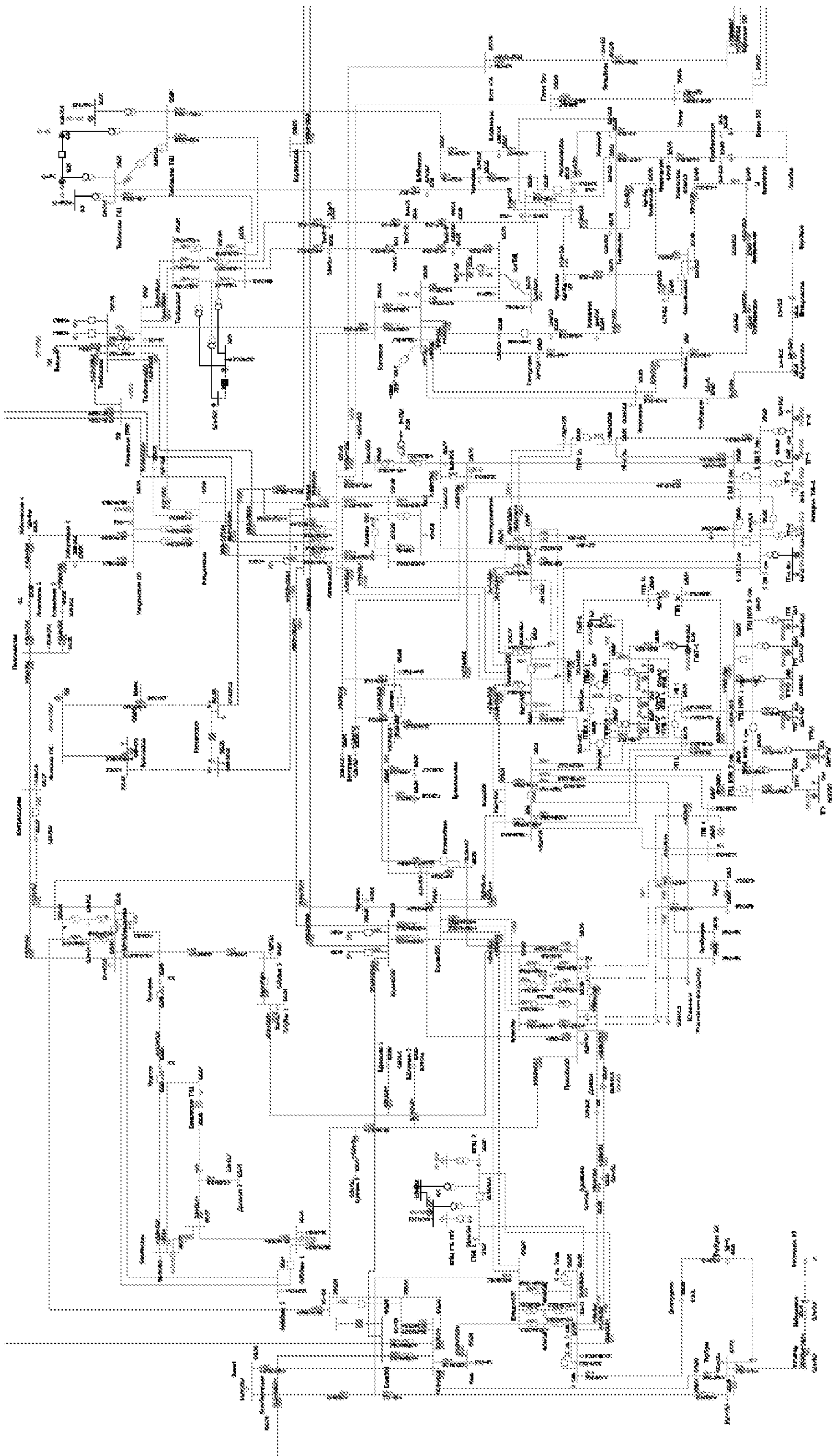


Рисунок 15. Отключение АТ-1 на ПС 220 кВ Дон. Зимний минимум 2023 года.



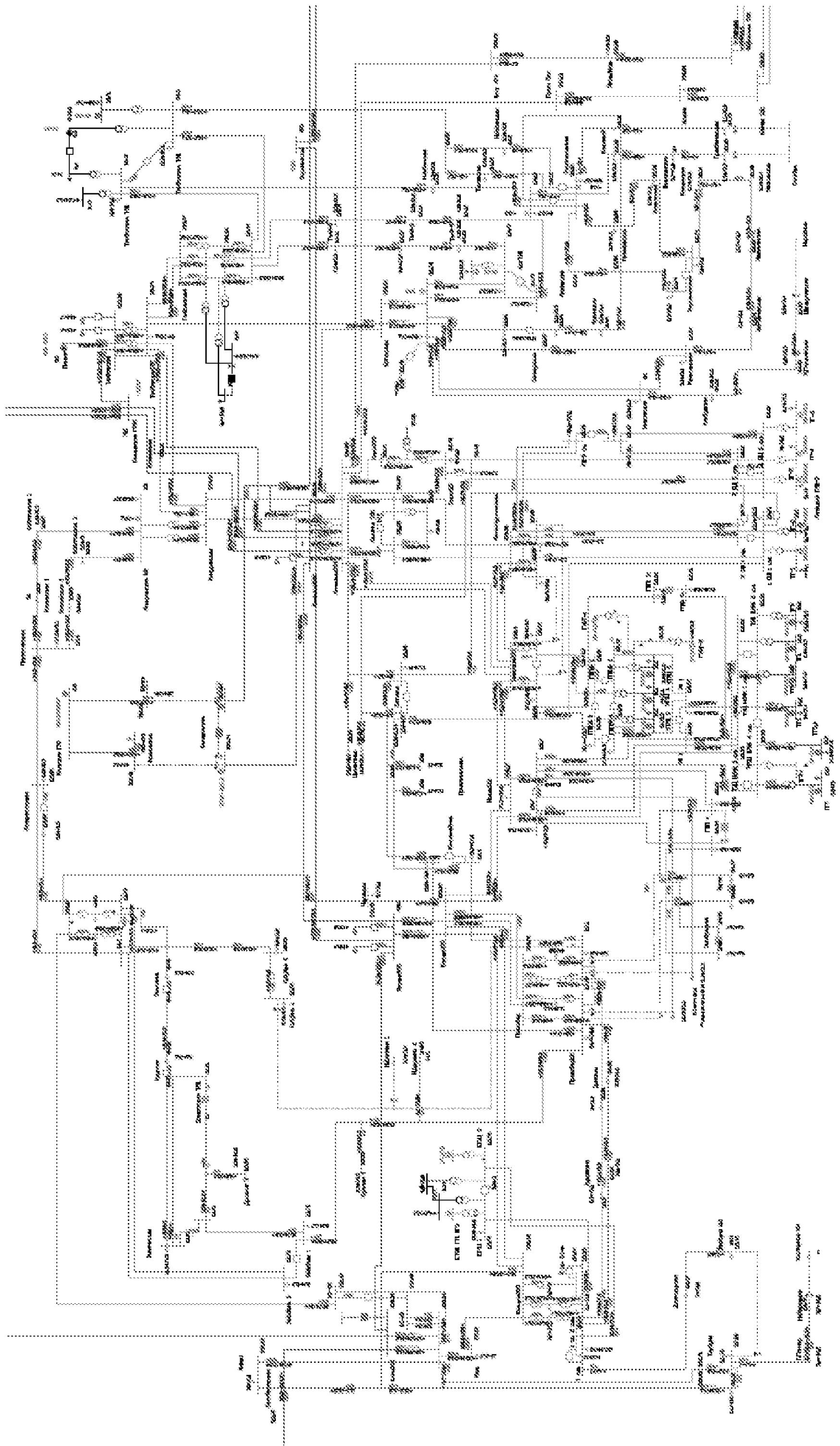


Рисунок 16. В ремонте АТ-1 на ПС 220 кВ Дон, отключена ВЛ 110 кВ С.Лубна. Летний максимум 2023 года.

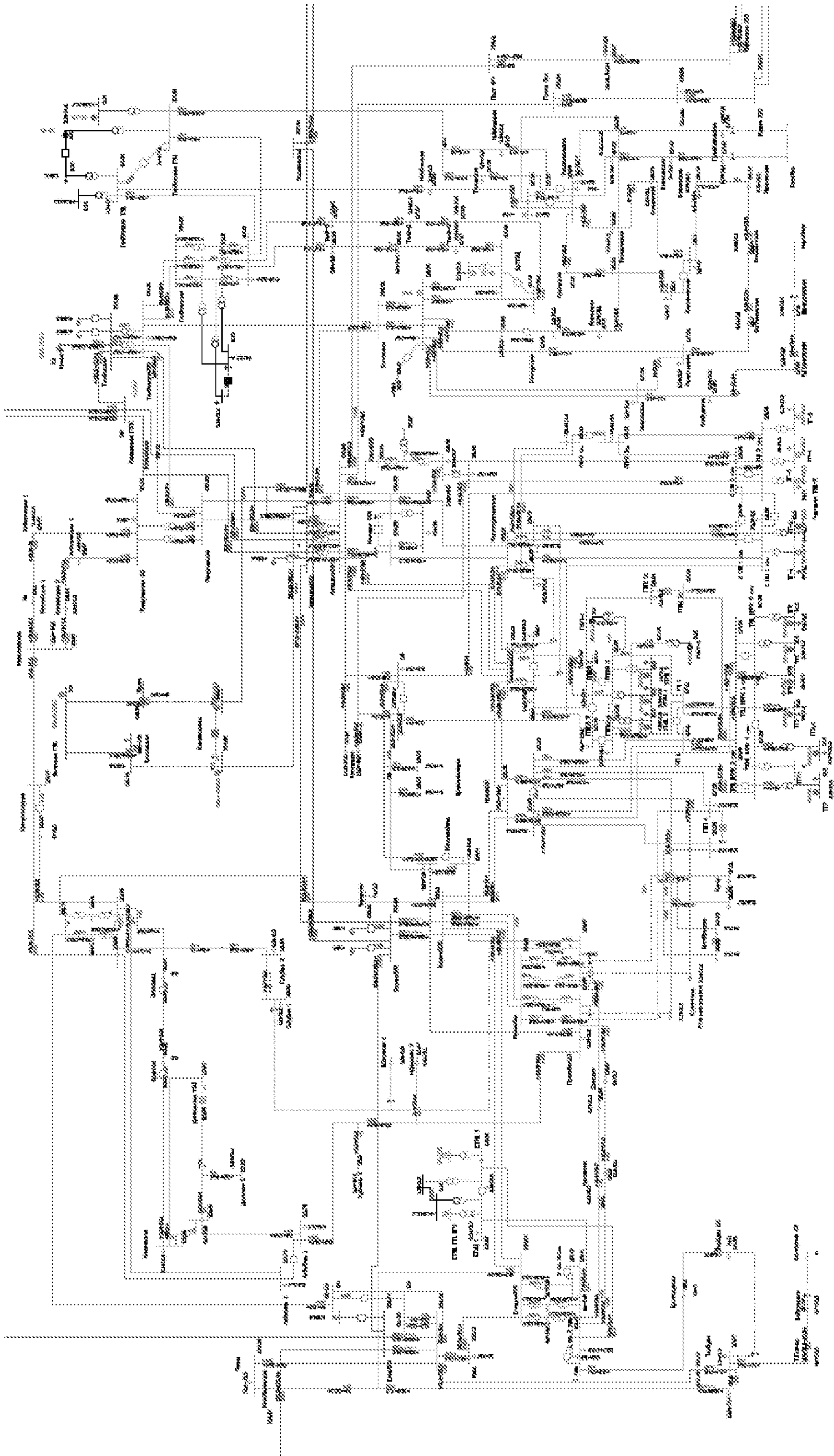


Рисунок 17. В ремонте АТ-1 на ПС 220 кВ Дон, отключена ВЛ 110 кВ С.Лубна. Летний минимум 2023 года.

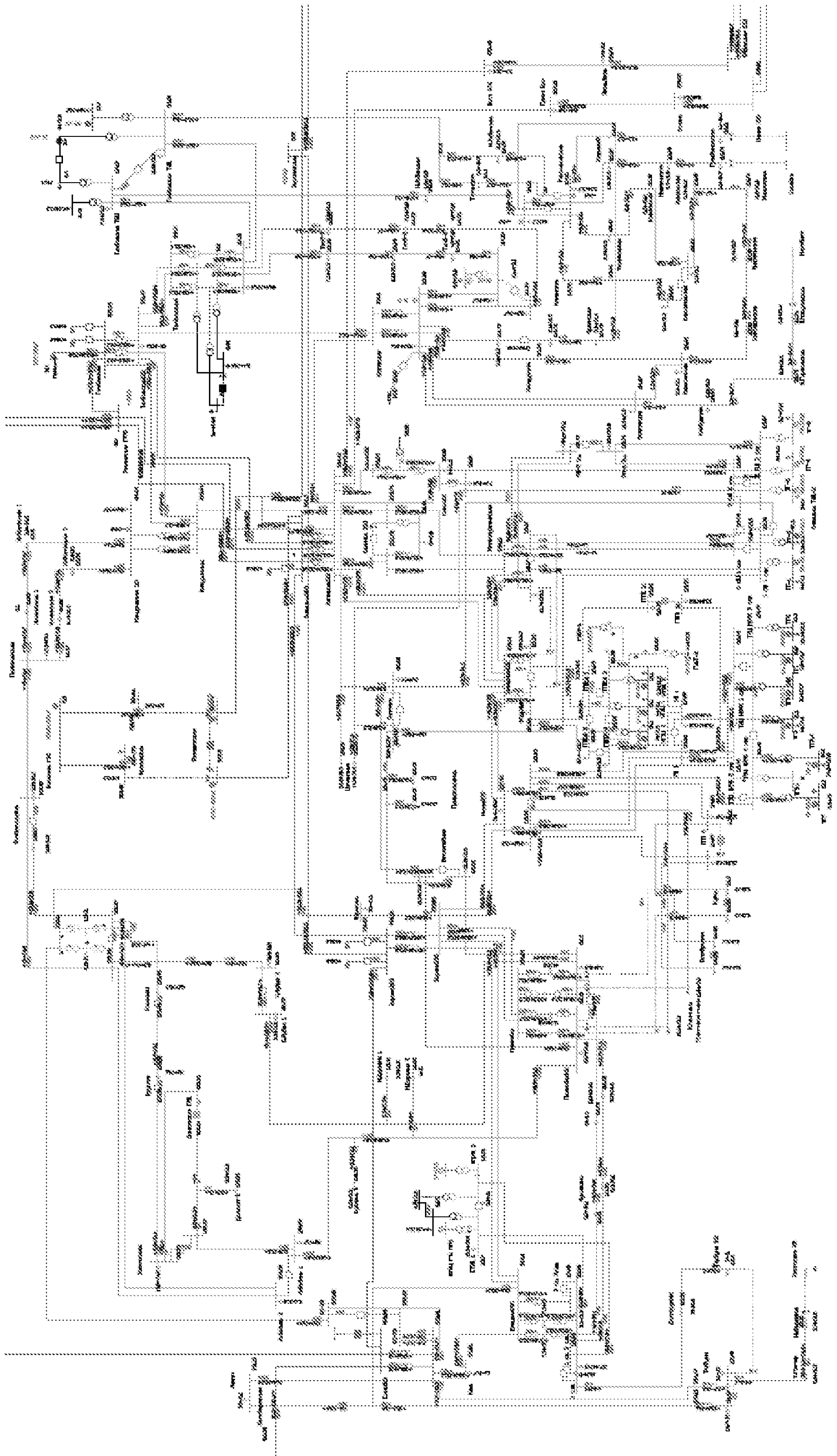


Рисунок 18. В ремонте АТ-2 на ПС 220 кВ Дон, отключен АТ-1. Летний максимум 2023 год.

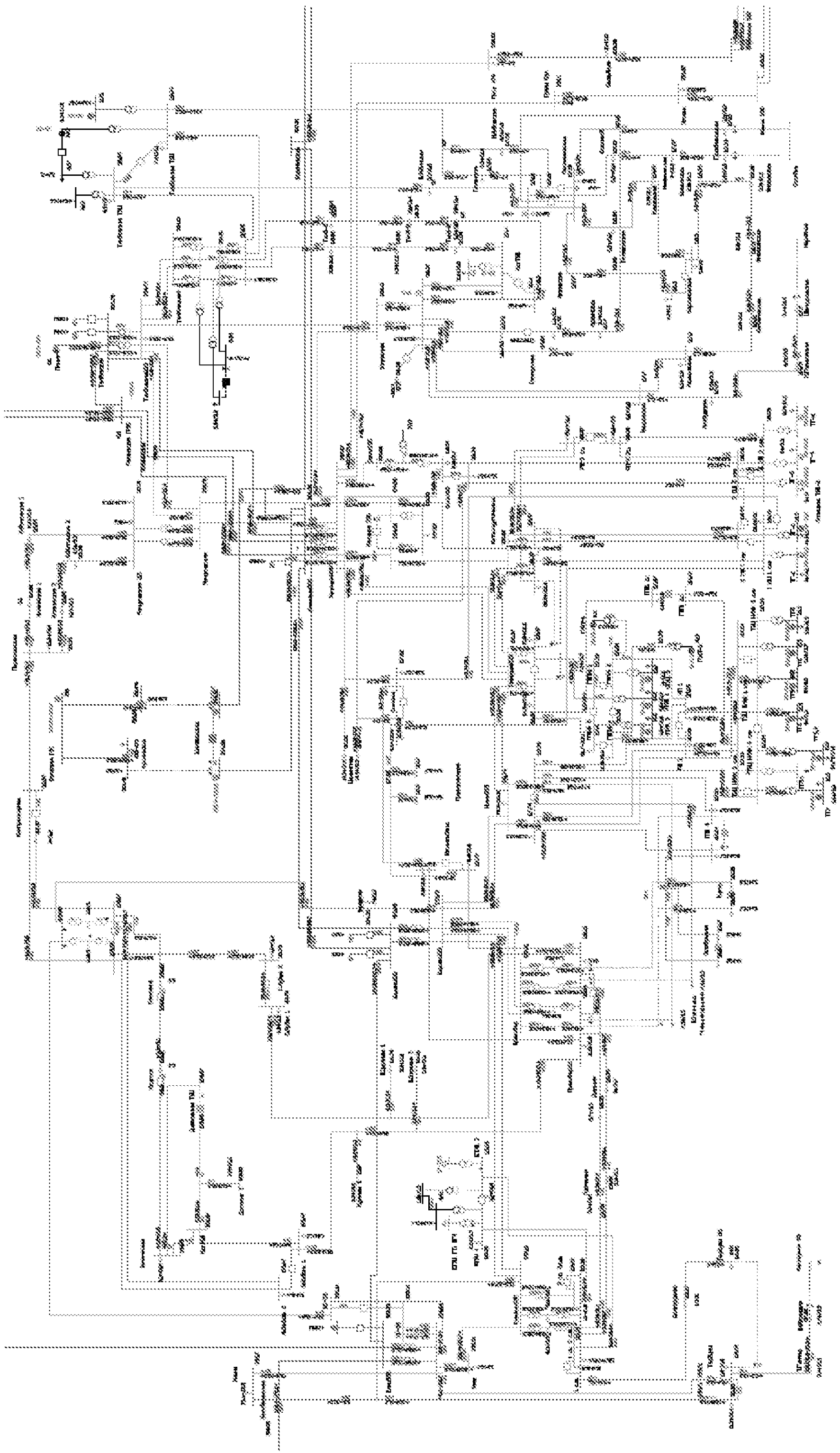


Рисунок 19. В ремонте АТ-2 на ПС 220 кВ Дон, отключен АТ-1. Летний минимум 2023 года.



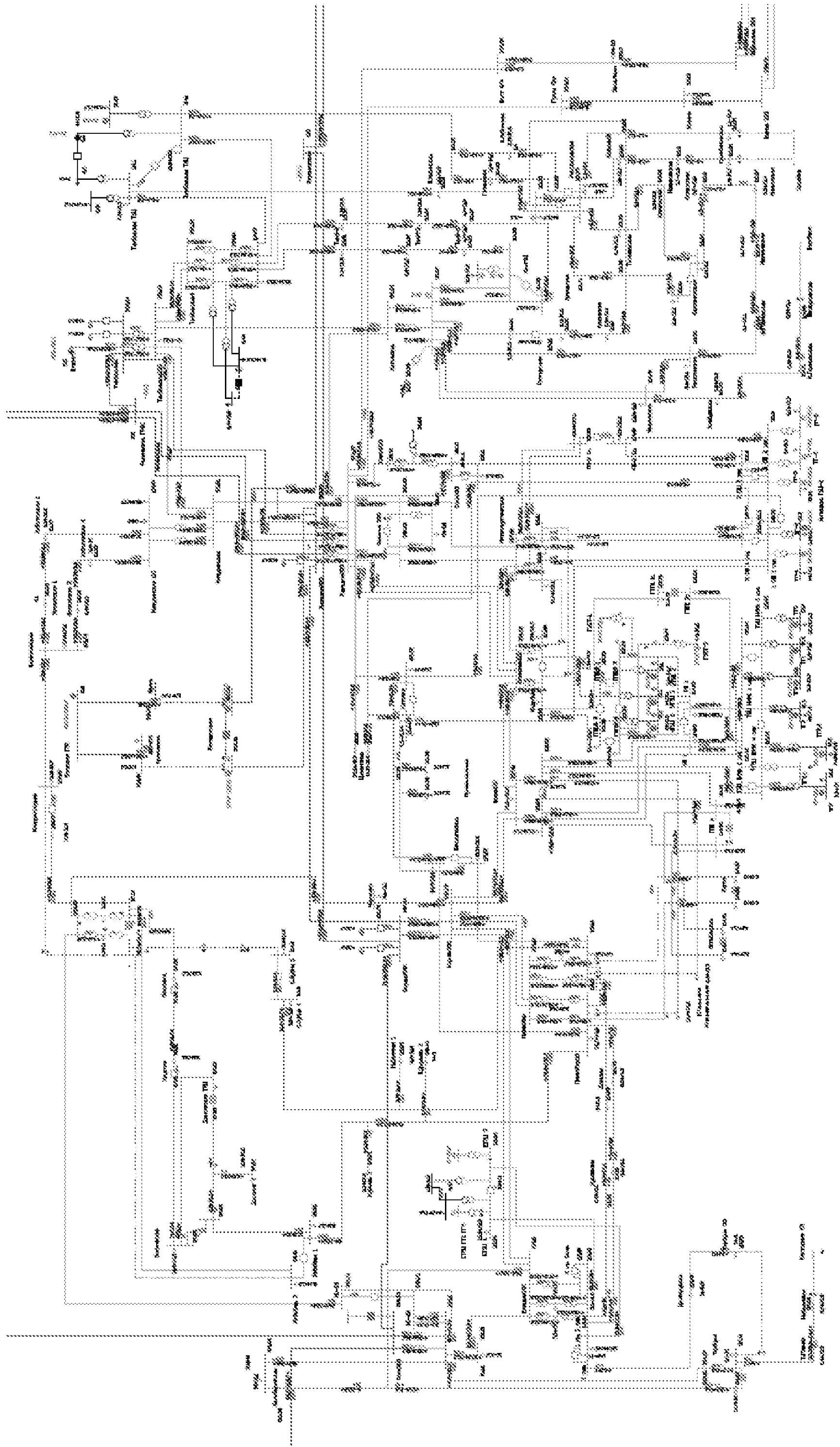


Рисунок 20. В ремонтные АТ-1 на ПС 220 кВ Дон, включена 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Дон. Летний максимум 2023 года.

**Приложение 13**  
**к Схеме и программе**  
**развития электроэнергетики**  
**Липецкой области на 2019-2023 годы**

**Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или модернизации объектов ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» в сфере теплоснабжения на период до 2023г.**

№пп	Наименование мероприятия	Цель (необходимость) мероприятия	Объем работ	Год реализации
1	Реконструкция насосной станции 1-го мостового перехода	Необходимость реконструкции насосной станции 1-го мостового перехода вызвана наличием установившегося предельного гидравлического режима (давления теплоносителя в обратном трубопроводе магистрали) по ул. 50 лет НЛМК. С целью дальнейшего развития нового строительства в данной части города и обеспечения возможности подключения новых объектов к системе теплоснабжения ЛТЭЦ-2 филиала необходимо реконструировать насосную станцию.	Проектом предусматривается реконструкция насосной станции 1-го мостового перехода путем изменения гидравлической схемы включения насосного оборудования в сеть.	2018-2019
2	Реконструкция схемы подпитки теплосети с установкой подогревателей хозяйственной воды на Липецкой ТЭЦ-2.	Целью проекта является снижение расхода топлива на электростанции за счет оптимизации режима подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях турбин. В настоящий момент сетевая вода в сетевых подогревателях турбин подогревается до температуры, выше той, которая требуется для потребителя согласно, утвержденному температурного графика. Это делается для того, чтобы эта перегретая сетевая вода отдала часть своего тепла в подогревателях исходной хозяйственной воды ПХПВ и ТПК-1000, используемой затем для подпитки теплосети. За счет этой передачи тепла сетевая вода охлаждается до температуры, требуемой потребителю.	Предлагается осуществлять подогрев хозяйственной воды, используемой для подпитки теплосети, не прямой сетевой водой, а обратной сетевой водой, с тем, чтобы снизить температуру обратной сетевой воды на входе в ПСГ турбин и исключить необходимость «перегрева» прямой сетевой воды после ПСГ, т.е. предлагается установить подогреватели хозяйственной воды не после ПСГ турбин, как это реализовано сейчас, а до ПСГ турбин.	Срок реализации не определен
3	Строительство трубопровода артезианской воды по территории Данковской ТЭЦ до системы водоснабжения ОАО "СИЛАН".	В проекте предусмотрено прокладка водовода от ОАО "Силан" для подачи воды питьевого качества в схему подпитки тепловой сети ДТЭЦ. Цель проекта снизить затраты на закупку артезианской воды.	Предусмотрена прокладка трубопровода по территории ДТЭЦ до забора предприятия ОАО "СИЛАН"	2018
4	Модернизация ЮЗК с установкой ГПА 6 МВт для обеспечения потребностей собственных нужд котельной в электроэнергии.	Сокращение затрат, связанных с покупкой электроэнергии на собственные нужды путем установки высокоэффективного электрогенерирующего оборудования (ГПА) на Юго-Западной котельной г. Липецка.	Проектом предусматривается установка газопоршневых агрегатов G3520E производства Caterpillar в количестве 3 ед. с комплектом утилизации тепловой энергии отходящих газов на Юго-Западной котельной г. Липецка. Общая установленная электрическая мощность 6,06 МВт.	Срок реализации не определен

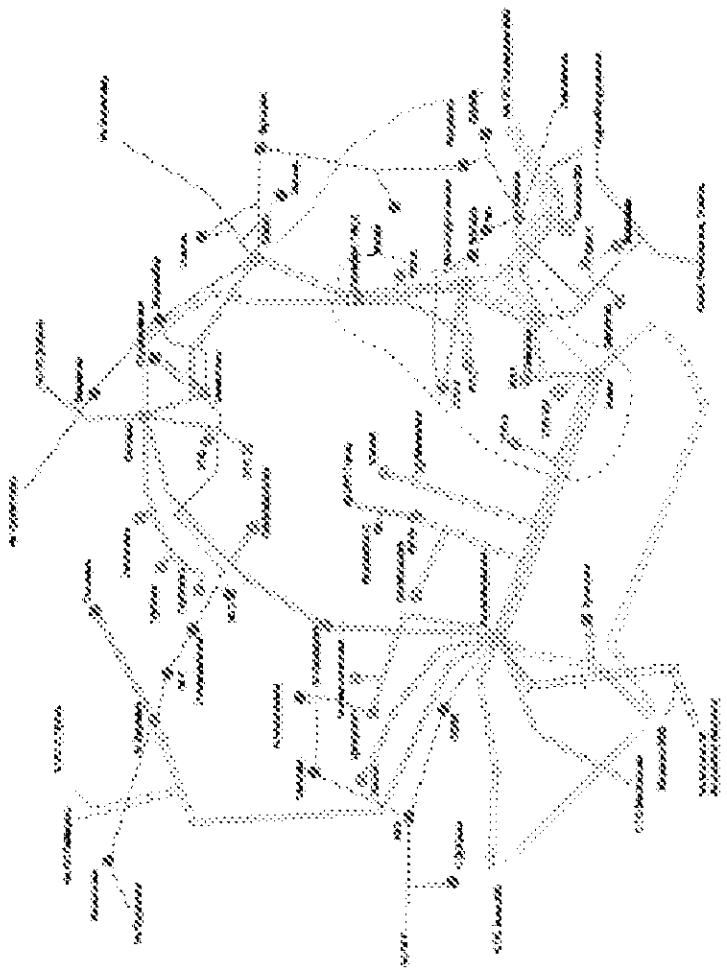
№пп	Наименование мероприятия	Цель (необходимость) мероприятия	Объем работ	Год реализации
5	Переключение тепловых нагрузок потребителей котельной по ул. Толстого на Липецкую ТЭЦ-2 в г. Липецке (проведение наладки гидравлического режима системы теплоснабжения для обеспечения расчетного расхода теплоносителя в сети, строительство тепловой магистрали) 1 этап.	Целью проекта является передача тепловых нагрузок котельной по ул. Толстого на Липецкую ТЭЦ-2, что позволит снизить удельные и годовые расходы газа на производство тепловой энергии.	Строительство тепловой магистрали от тепловой камеры ТК 5-34-8 прямого трубопровода тепловых сетей филиала до всасывающих коллекторов насосов котельной по ул. Толстого.	2018
6	Переключение тепловых нагрузок потребителей котельной по ул. Толстого на ЛТЭЦ-2 в г. Липецке (проведение наладки гидравлического режима системы теплоснабжения для обеспечения расчетного расхода теплоносителя в сети, строительство тепловой магистрали) 2 этап (ЛТС)	Целью проекта является передача тепловых нагрузок котельной по ул. Толстого на Липецкую ТЭЦ-2, что позволит снизить удельные и годовые расходы газа на производство тепловой энергии.	Строительство тепловой магистрали от тепловой камеры ТК 5-34-8 прямого трубопровода тепловых сетей филиала до всасывающих коллекторов насосов котельной по ул. Толстого.	2018
7	Переключение тепловых нагрузок потребителей котельной по ул. Октябрьская на Липецкую ТЭЦ-2 в г. Липецке (замена оборудования котельной, строительство тепловой магистрали) 1 этап.	Целью проекта является передача тепловых нагрузок котельной по ул. Октябрьская на Липецкую ТЭЦ-2, что позволит снизить удельные и годовые расходы газа на производство тепловой энергии.	Строительство тепловой магистрали от тепловой камеры ТК 3-6а прямого трубопровода тепловых сетей филиала до всасывающих коллекторов насосов котельной по ул. Октябрьская.	2019
8	Переключение тепловых нагрузок потребителей котельной по ул. Октябрьская на Липецкую ТЭЦ-2 в г. Липецке (замена оборудования котельной, строительство тепловой магистрали) 2 этап.	Целью проекта является передача тепловых нагрузок котельной по ул. Октябрьская на Липецкую ТЭЦ-2, что позволит снизить удельные и годовые расходы газа на производство тепловой энергии.	Строительство тепловой магистрали от тепловой камеры ТК 3-6а прямого трубопровода тепловых сетей филиала до всасывающих коллекторов насосов котельной по ул. Октябрьская.	2019
9	Строительство насосной станции ПНС-3	Целью проекта является обеспечение гидравлического режима тепловых сетей от ТЭЦ-2 в связи с переключением котельных на тепловые сети от ТЭЦ-2 ПАО «Квадра» и обеспечения перспективной тепловой нагрузки	Строительство насосной станции ПНС-3	2019
10	Подключение жилого микрорайона «Елецкий» и 30-	Целью проекта является обеспечение тепловой энергией перспективных потребителей	увеличение установленной тепловой мощности на 120 Гкал/ч за счет	2018

№пп	Наименование мероприятия	Цель (необходимость) мероприятия	Объем работ	Год реализации
	31 мкр. к котельной «Юго-Западная»		установки водогрейного котла КВГМ-120	
11	Объединение зон действия котельных включает в себя перевод тепловой нагрузки котельной «Улица Космонавтов, д. 36/4» АО «ЛГЭК» на тепловые сети котельной «ЛГЭК» на тепловые сети котельной «Привокзальная» ПАО «Квадра» (суммарная переключаемая нагрузка составляет 0,488 Гкал/ч)	Целью проекта является передача тепловых нагрузок котельной «Улица Космонавтов, д. 36/4» АО «ЛГЭК» на тепловые сети котельной «Привокзальная», что позволит снизить удельные и годовые расходы газа на производство тепловой энергии.	<p>проведение наладки гидравлического режима системы теплоснабжения для обеспечения расчетного расхода теплоносителя в сети. Строительство соединительных участков тепловой сети.</p> <p>Установка теплового пункта в помещении котельной</p>	2019

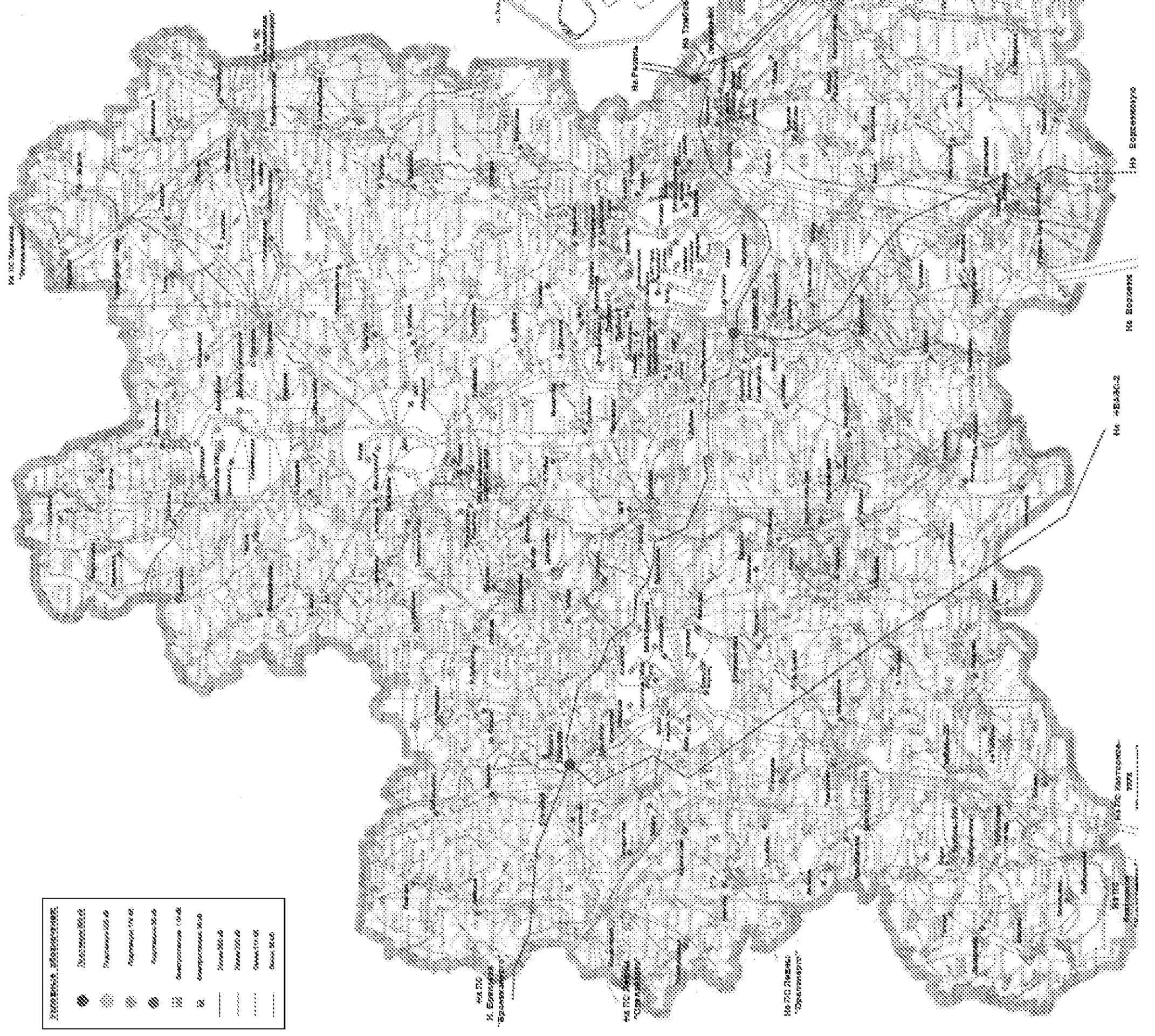
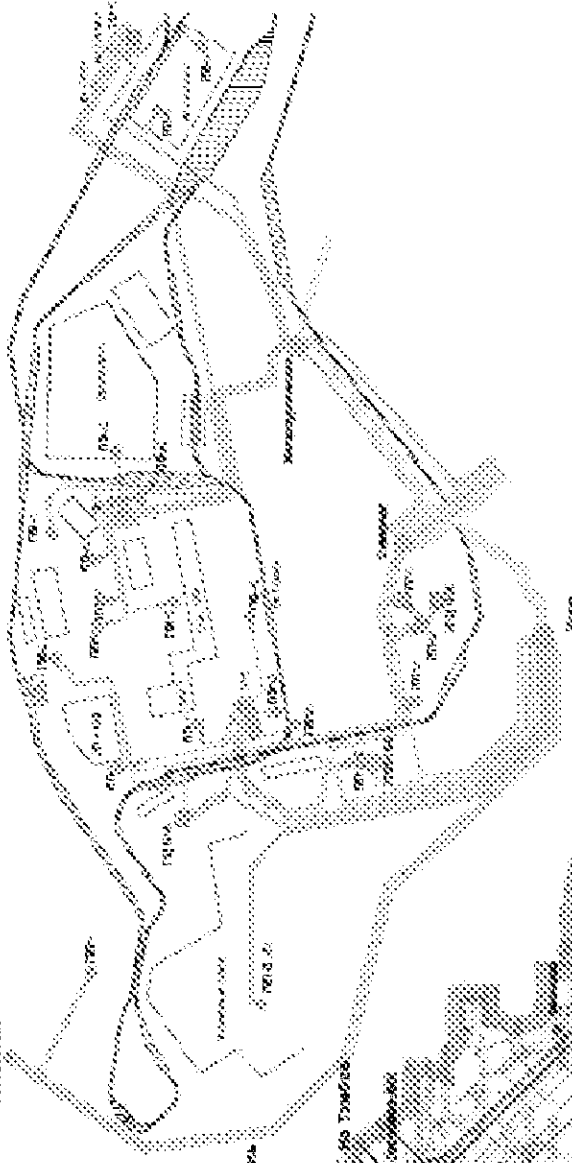


Приложение 14  
к Схеме и программе  
развития электроэнергетики  
Липецкой области на 2019-2023 годы

Схематический план электрической сети 35 кВ в районе г. Зорьца  
и с/п населенных пунктов



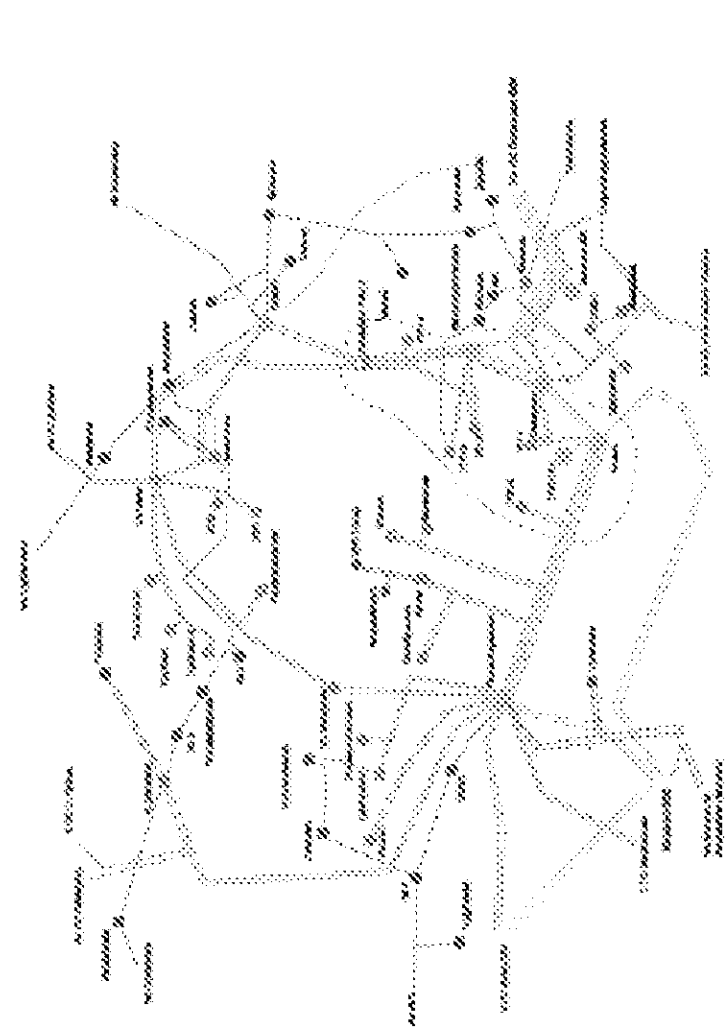
Схематический план электрической сети 10 кВ в районе г. Зорьца  
и с/п населенных пунктов



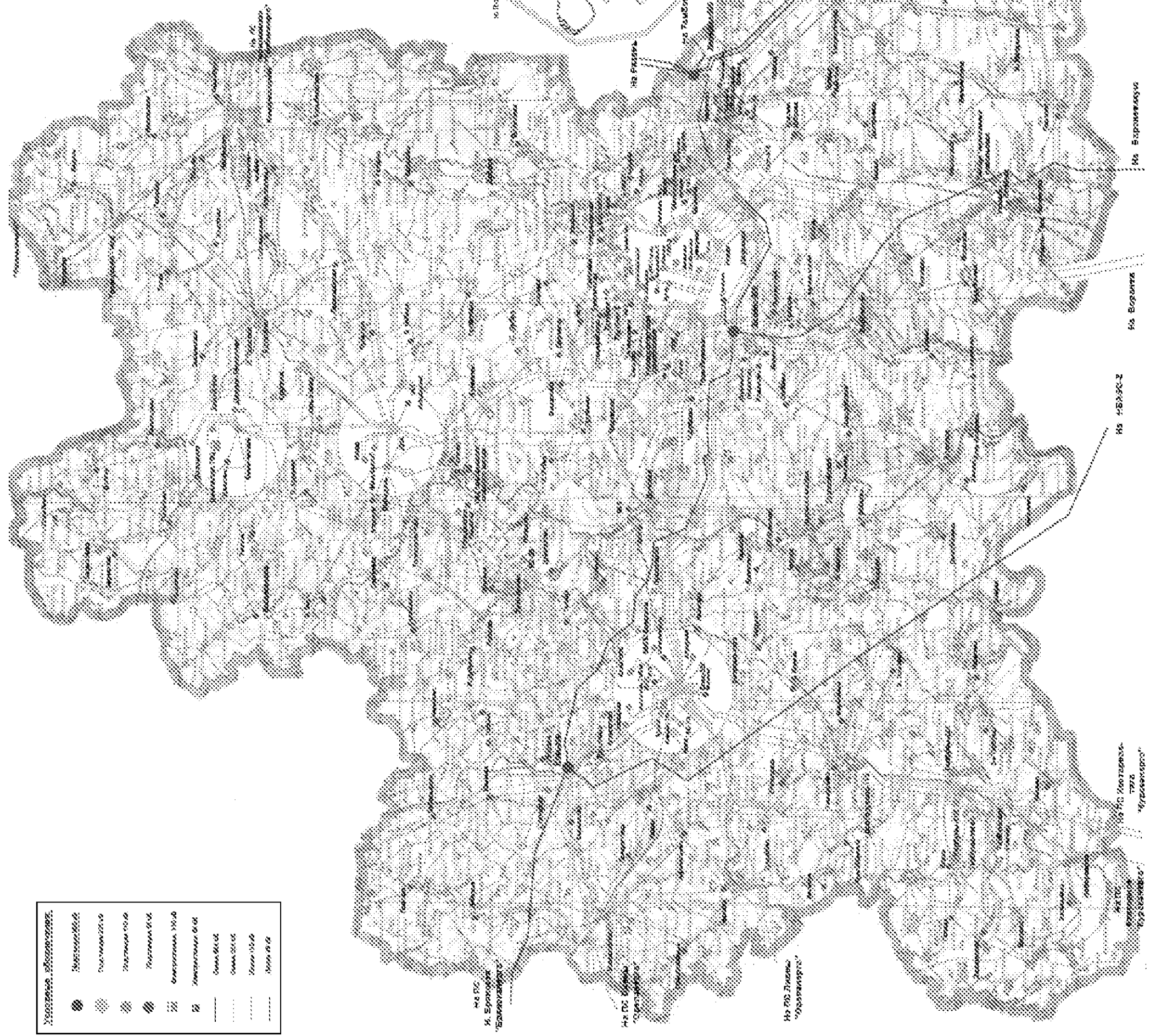
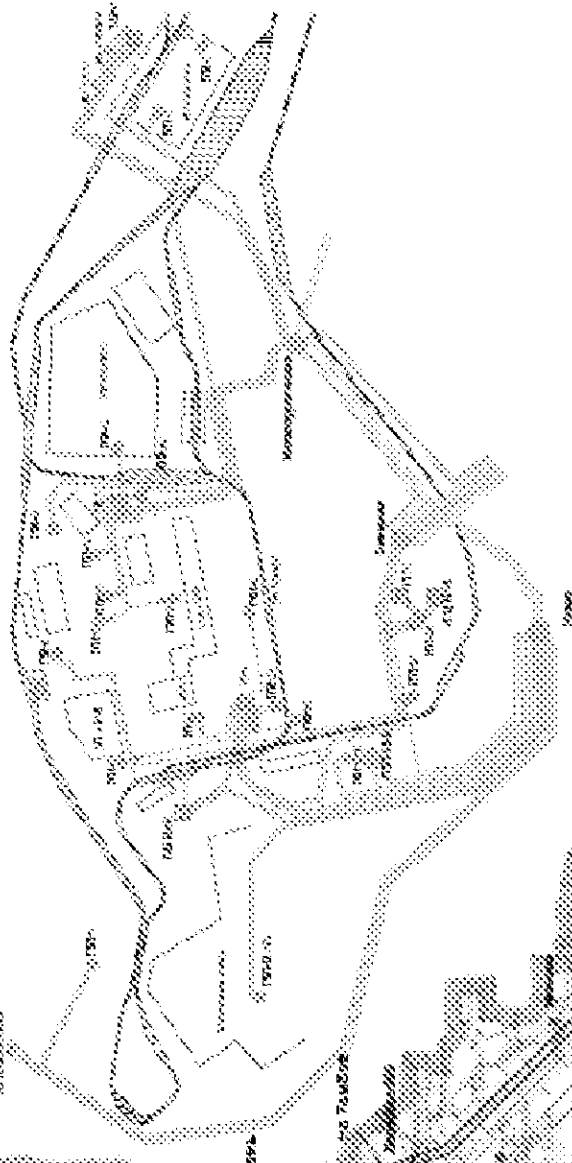
●	35 кВ
○	10 кВ
○	0,4 кВ
○	0,38 кВ
○	0,22 кВ
○	0,1 кВ
○	0,05 кВ
○	0,02 кВ
○	0,01 кВ
○	0,005 кВ
○	0,002 кВ
○	0,001 кВ

Континентальная электрическая сеть 35 кВ  
и 10 кВ в районе г. Зорьца  
и с/п населенных пунктов

Ситуационная план-схема территории № 11 в районе восточной ст. Бурлаки  
 в 1:500 (ИПН, Архангельск)



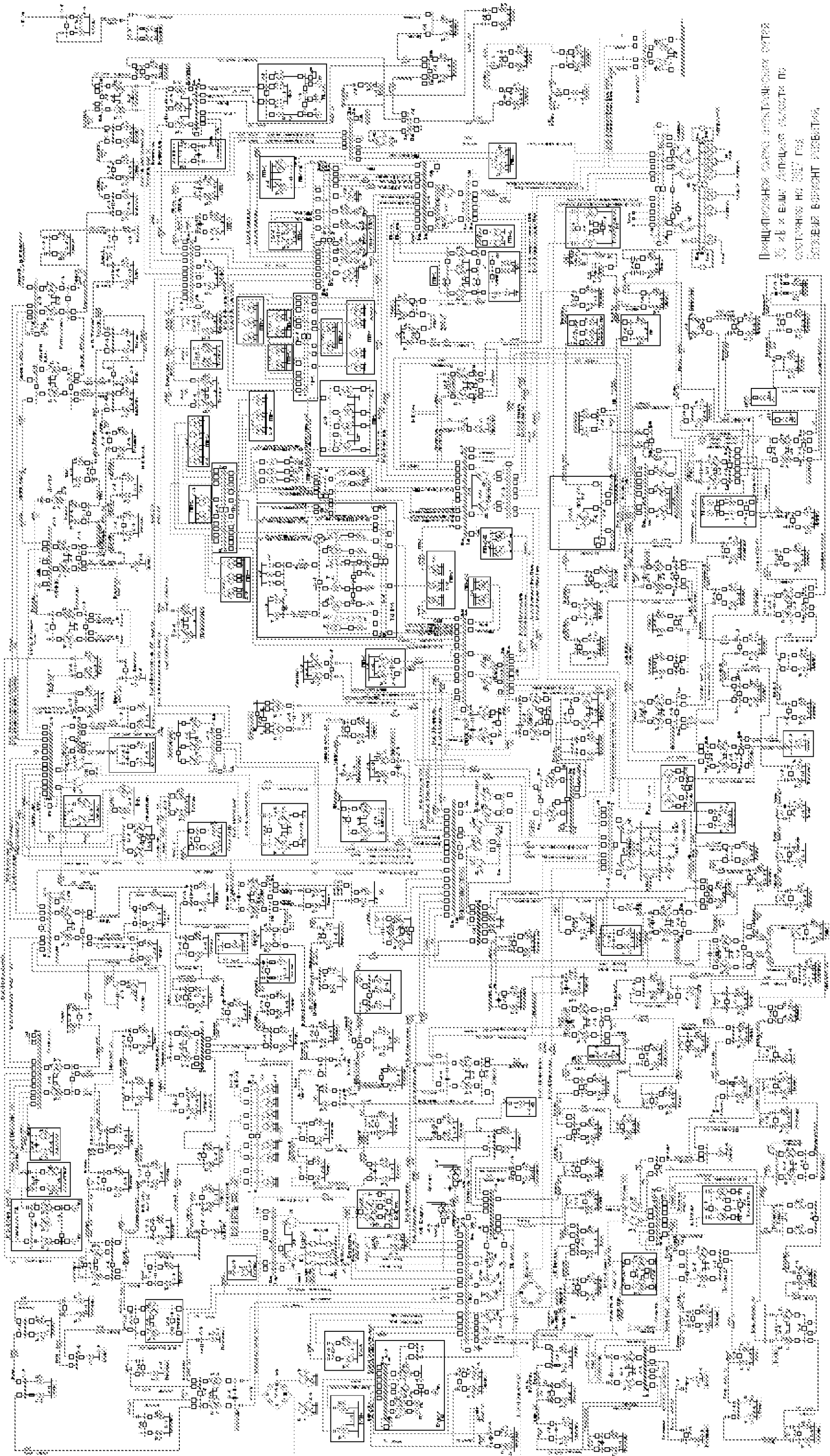
Ситуационная план-схема территории № 11 в районе восточной ст. Бурлаки  
 в 1:500 (ИПН, Архангельск)



Условные обозначения	
[Symbol]	Жилая застройка
[Symbol]	Общественные здания
[Symbol]	Здания в стадии строительства
[Symbol]	Площадки
[Symbol]	Озелененная территория
[Symbol]	Лесопосадки и т.д.
[Symbol]	Свалки
[Symbol]	Водоотвод
[Symbol]	Иные объекты

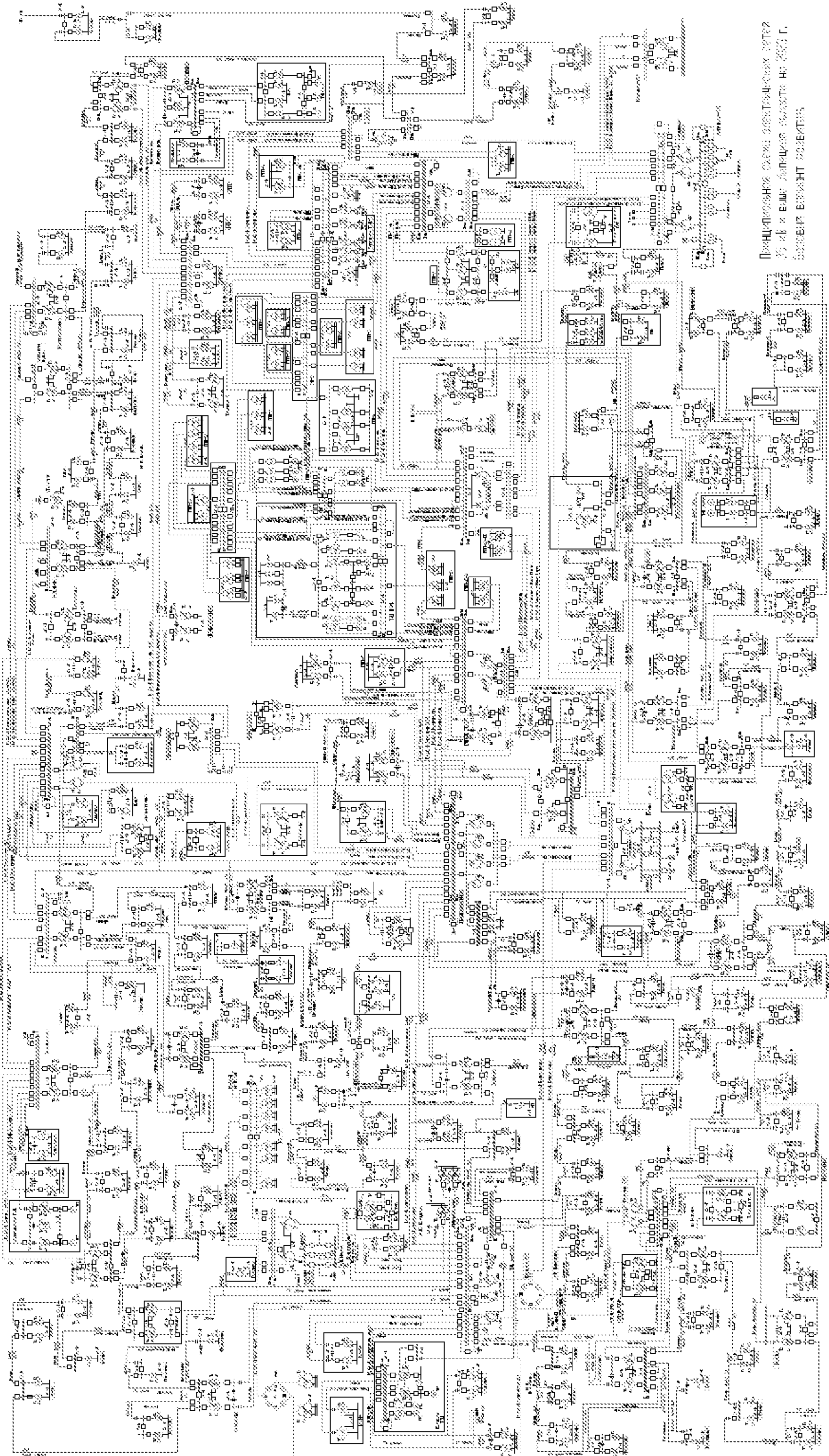
Коротко-конец электрических сетей 35 кВ  
 в районе Аппельмановской ст. на 2019-2021 гг.  
 Бюро В.И.И.И.И.И.И.И.





ПРОЕКТИРОВАНО: С.С. СЕРГЕЕВ  
ИЗДАНИЕ: 1987 Г.  
КОМПЬЮТЕРНОЕ ВЕКТОРНОЕ РИСУНКА





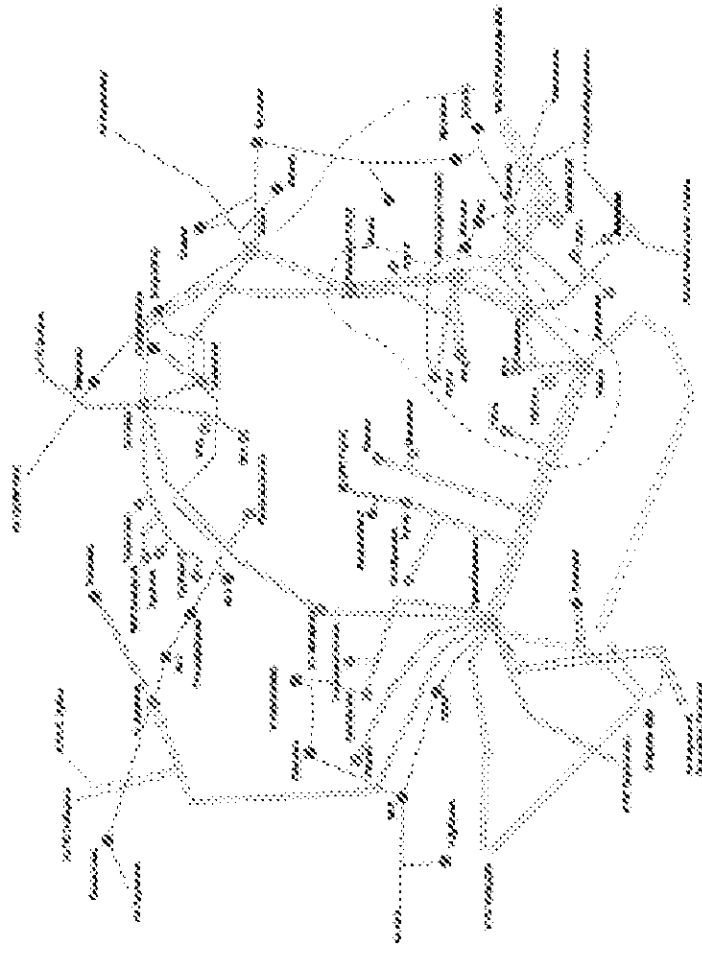
Проект выполнен в соответствии с ТЗ  
УЛБ x ВЛБ, ЛПЦФБ, СВМСТБ ИТ 2022 г.  
СВМБФТ ВЕРСИЯТ 00000000

Приложение 15  
к Схеме и программе  
развития электроэнергетики  
Липецкой области на 2019-2023 годы

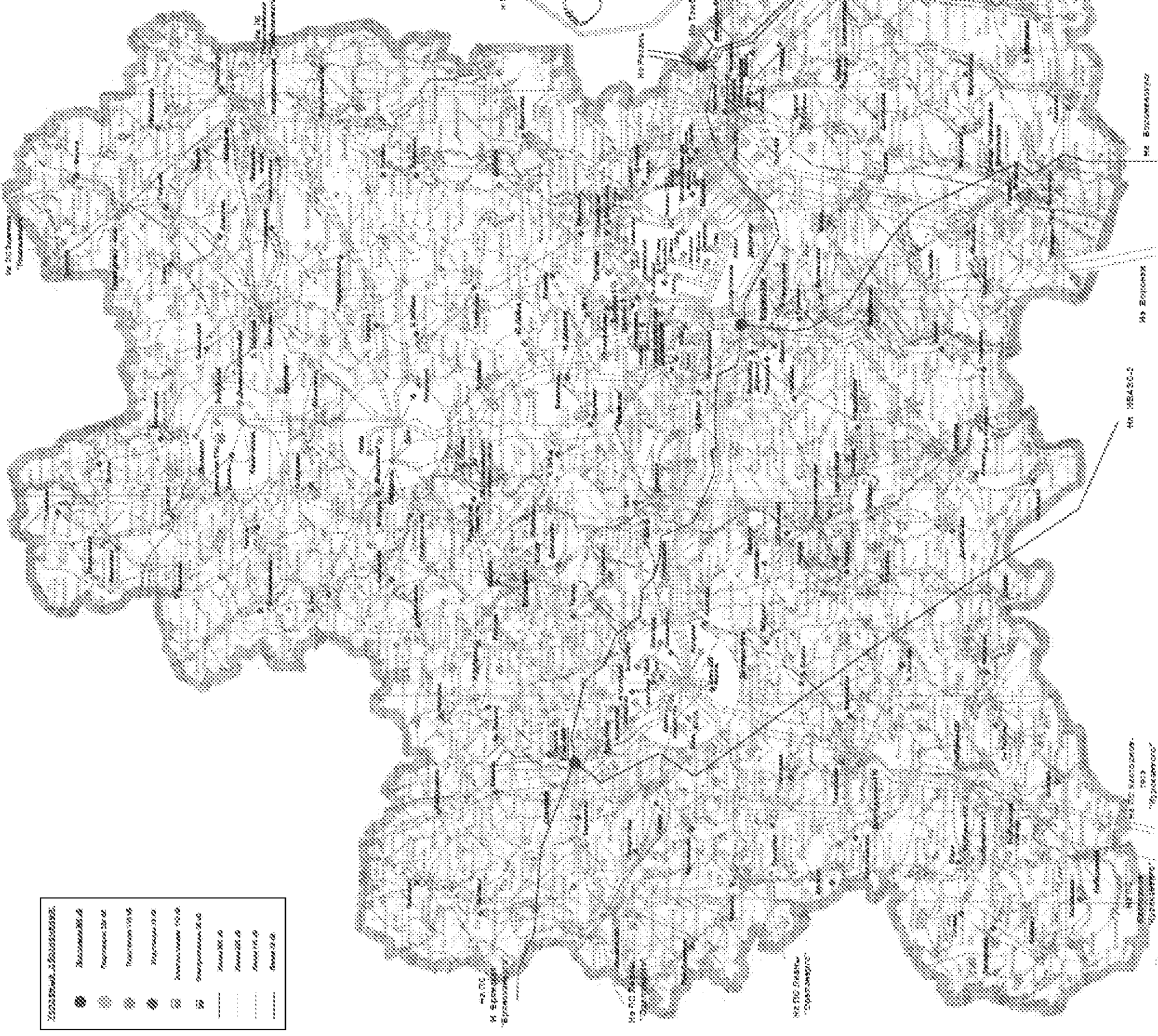
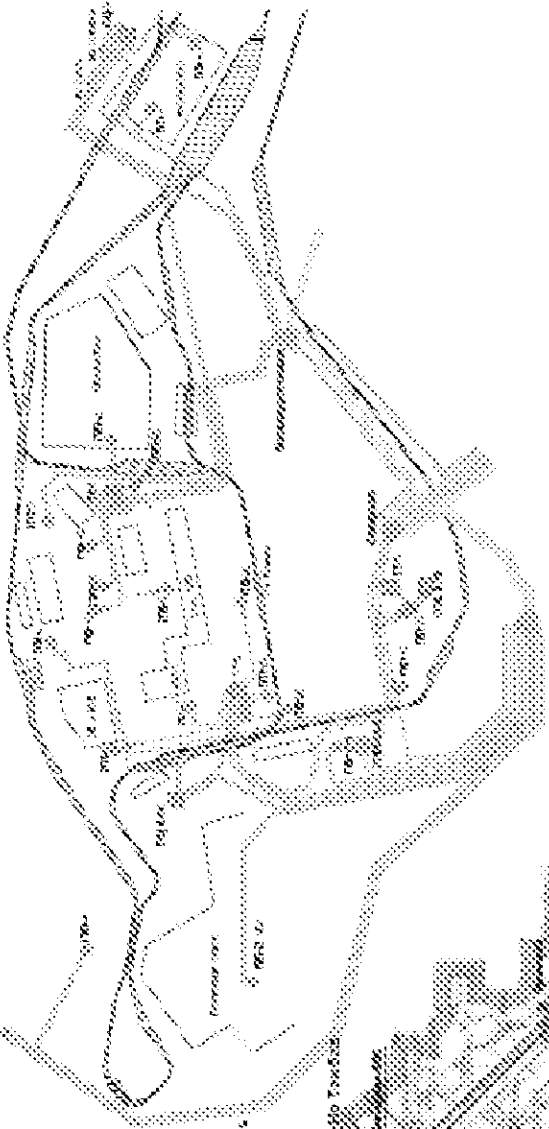




Схематический план размещения сетей 30 кВ в районе г. Астана  
к 2015 году



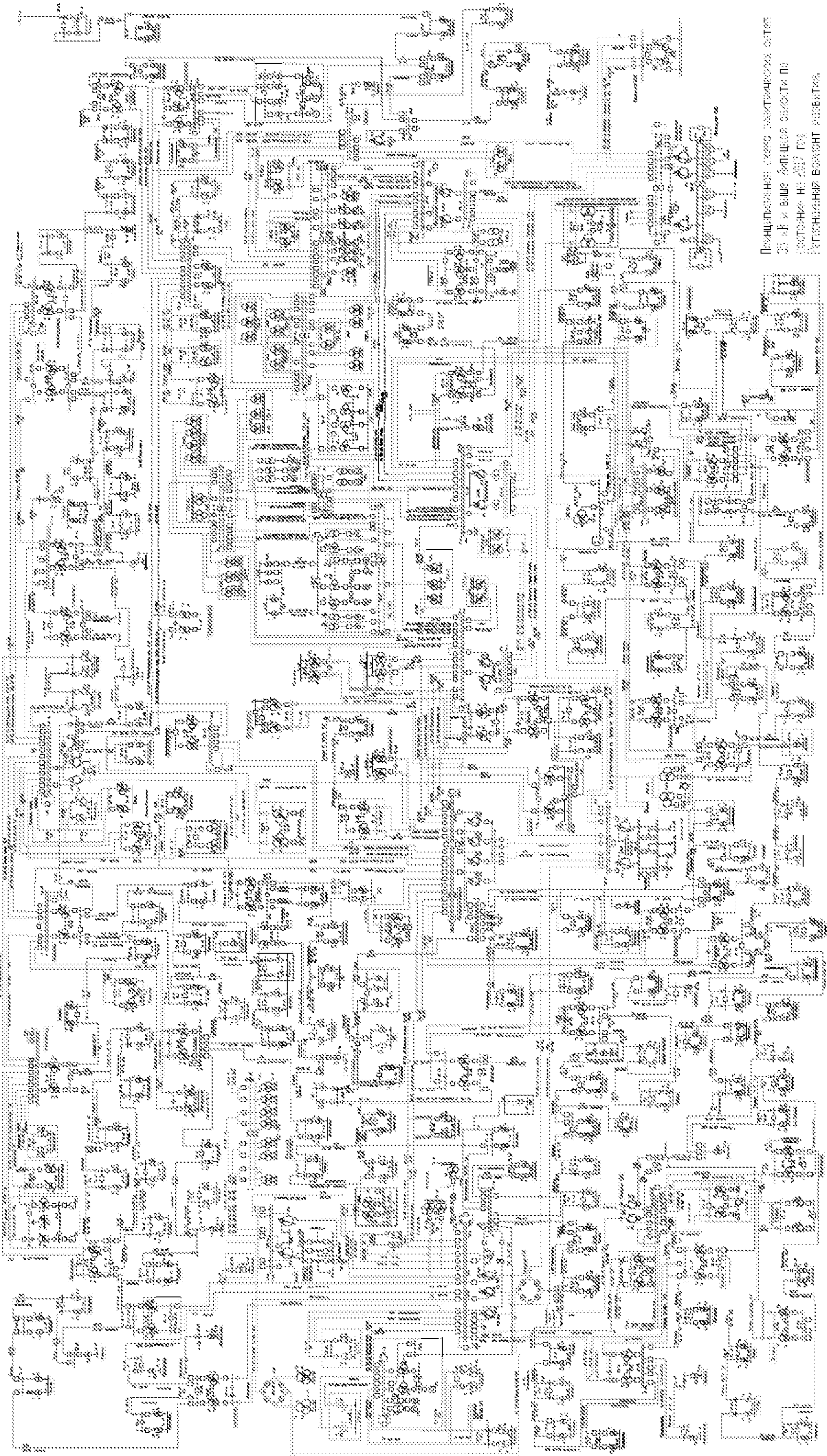
Схематический план размещения сетей 10 кВ в районе г. Астана  
к 2015 году



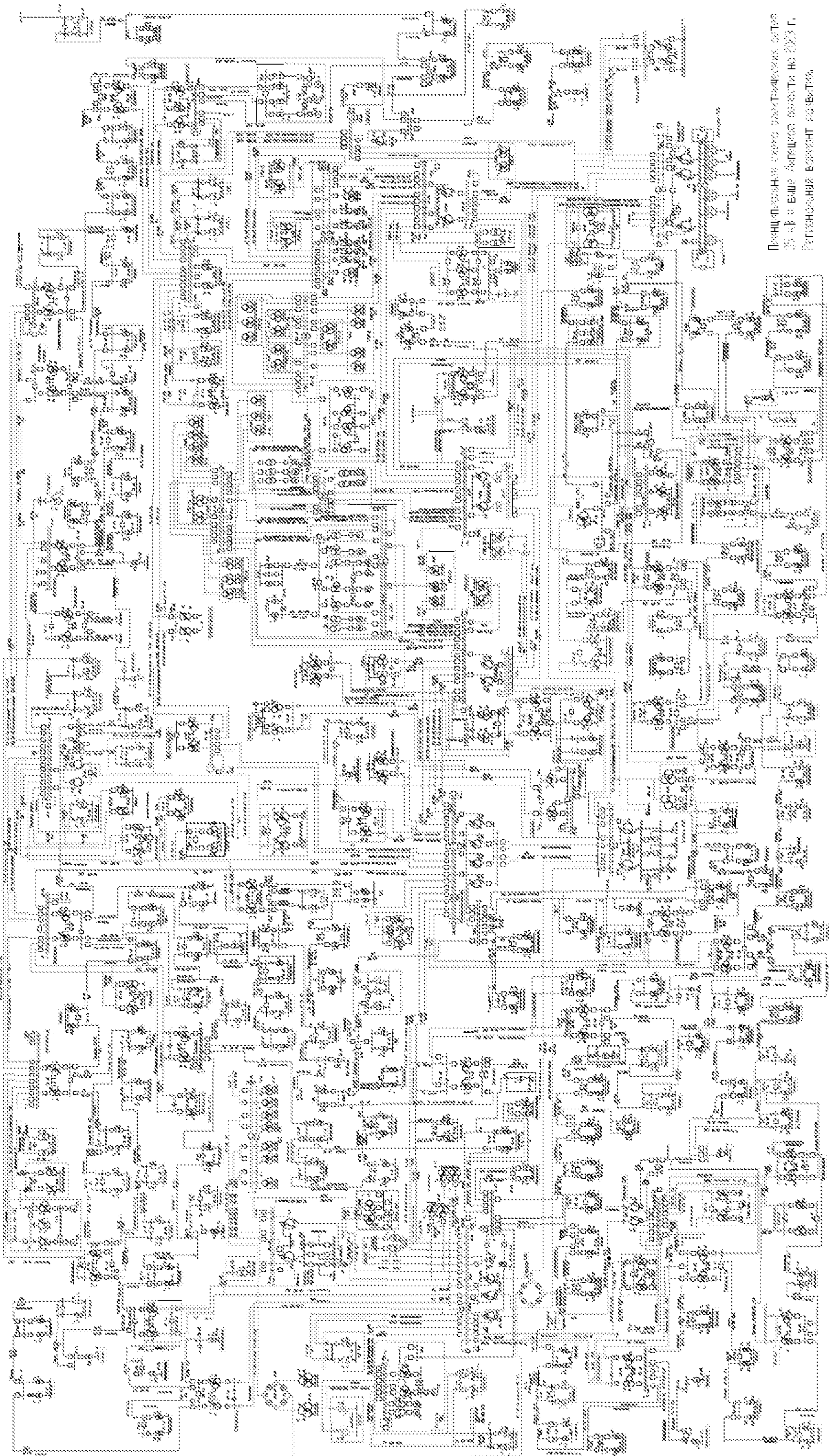
Символ	Объект
●	Станция
○	Подстанция
□	Подстанция
◇	Подстанция
▧	Подстанция
▨	Подстанция
▩	Подстанция
—	Линия
---	Линия
.....	Линия
-----	Линия

Картосхема электрических сетей 30 кВ  
и 10 кВ Астана к 2015 году  
Региональное предприятие «Астанаэнерго»





Лист 1 из 1  
ИЗДАНИЕ 01  
ИЗДАНИЕ 01  
ИЗДАНИЕ 01



Проект выполнен в соответствии с требованиями  
ГОСТ Р ИСО 9001:2015  
СТАНДАРТ ИСО 9001:2015

Приложение 16  
к Схеме и программе  
развития электроэнергетики  
Липецкой области на 2019-2023 годы

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА  
ПС 35 кВ ВОСХОД (РЕГИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ РАЗВИТИЯ)**

**Таблица 1**  
**Ориентировочная стоимость реконструкции ПС 110 кВ Химическая**  
тыс. руб. без НДС

<b>СМР</b>	<b>178 366,166</b>
<b>Оборудование</b>	<b>204 493,301</b>
<b>ПНР</b>	<b>34 540,190</b>
<b>ПИР</b>	<b>13 185,788</b>
<b>Прочие</b>	<b>30 738,201</b>
<b>Экспертиза проектной документации</b>	<b>1 156,394</b>
<b>ВСЕГО</b>	<b>462 480,040</b>

**Таблица 2**  
**Укрупненный расчет стоимости на СМР ПС 110 кВ Химическая**  
тыс. руб. без НДС

№ п/п	Составляющие затраты	Показатели стоимости ПС 110/35/10 кВ (тыс.руб. без НДС)		
		ОАО "ХОЛДИНГ МРСК" ПРИКАЗ №488 от 20.09.2012	Расчет затрат	Величина затрат, тыс.руб
1	ПС 110/35/10 кВ 2*25 МВА	Таблица 1;15	97592*0,86	83 929,120
	<b>Итого в базисных ценах</b>			<b>83 929,120</b>
	<b>Итого в ценах 2000 г, в том числе:</b>			<b>83 929,120</b>
	<b>Стоимость Оборудования</b>	Укрупненные показатели стоимости ПС по Сборнику УП стоимости строительства (реконструкции) ПС и ЛЭП для нужд ОАО "Холдинг МРСК" , приложение №5	83 929,120 x 0,550	46 161,016
	<b>Стоимость ПНР</b>		83 929,120 x 0,038	3 189,307
	<b>Стоимость СМР</b>		83 929,120 x 0,330	27 696,610
	<b>Стоимость ПИР</b>		83 929,120 x 0,040	3 357,165
	<b>Стоимость Прочие</b>		83 929,120 x 0,042	3 525,023
	<b>Итого СМР в текущих ценах на 1 квартал 2018 г.</b>	Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09		
	<b>Оборудование</b>		46 161,016 x 4,43	204 493,301
	<b>ПНР</b>		3 189,307 x 10,83	34 540,190
	<b>СМР</b>		27 696,610 x 6,44	178 366,166
	<b>ПИР</b>		3 357,165 x 3,83	12 857,941
	<b>Прочие</b>		3 525,023 x 8,72	30 738,201
	<b>Всего в текущих ценах</b>		<b>460 995,799</b>	
	<b>Всего в текущих ценах без ПИР</b>		<b>448 137,858</b>	

**Таблица 3**  
**Укрупненный расчет стоимости на ПИР ПС 110 кВ Химическая**  
тыс. руб. без НДС

таблица	Примечания	Расчет Государственный сметный норматив "Справочник базовых цен на проектные работы в строительстве "Объекты энергетики. Электросетевые объекты" Приложение №3 к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунальному хозяйству РФ №30 от 27.01.2016	ПИР в базовых ценах	ПИР в ценах на 1 кв. 2018 г. (Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09 К=3,83
№1	74800*0,0436=3261,280 80780*0,0427=3449,306	3449,306-(3449,306-3261,280)/(80780-74800)*(80780-80571,955)	<b>3 442,765</b>	<b>13 185,788</b>

<b>Всего ПИР+СМР в ценах на 1 кв. 2018 г.</b>	<b>461 323,646</b>
---	--------------------

Таблица 4

## Ориентировочная стоимость строительства ПС 35 кВ Восход и ВЛ-35 кВ

тыс. руб. без НДС

СМР	40 484,269
Оборудование	25 281,368
ПНР	4 270,180
ПИР	4 433,925
Прочие	9 940,714
Экспертиза проектной документации	562,665
<b>ВСЕГО</b>	<b>84 973,121</b>

Таблица 5

## Укрупненный расчет стоимости на СМР ПС 35 кВ Восход

тыс. руб. без НДС

№ п/п	Составляющие затраты	Показатели стоимости ПС 35/10 кВ (тыс.руб. без НДС)			
		ОАО "ХОЛДИНГ МРСК" ПРИКАЗ №488 от 20.09.2012	Расчет затрат		Величина затрат, тыс.руб
1	ПС 35/10 кВ 1*4 МВА	Таблица 15	15250*0,5		7 625,000
	<b>Итого в базисных ценах</b>				<b>7 625,000</b>
	п. 4.7-5%-подготовительные работы; 4%-благоустройство; 3,9%-временные здания и сооружения; 8,5%-ПИР и авторский надзор; 3,18%-содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль; 8,5%-прочие работы и затраты (производство работ в зимнее время, средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию работников и имущества, затраты по перевозке рабочих, затраты связанные с командованием рабочих для строительства, средства на проведение подрядных торгов); 3%-непредвиденные затраты		7 625,000	x 1,3608	10 376,100
	<b>Итого в ценах 2000 г, в том числе:</b>				<b>10 376,100</b>
	<b>Стоимость Оборудования</b>		10 376,100	x 0,550	5 706,855
	<b>Стоимость ПНР</b>	Укрупненные показатели стоимости ПС по Сборнику УП стоимости строительства (реконструкции) ПС и ЛЭП для нужд ОАО "Холдинг МРСК", приложение №5	10 376,100	x 0,038	394,292
	<b>Стоимость СМР</b>		10 376,100	x 0,330	3 424,113
	<b>Стоимость ПИР</b>		10 376,100	x 0,040	415,044
	<b>Стоимость Прочие</b>		10 376,100	x 0,042	435,796
	<b>Итого СМР в текущих ценах на 1 квартал 2018 г.</b>				
	<b>Оборудование</b>	Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09	5 706,855	x 4,43	25 281,368
	<b>ПНР</b>		394,292	x 10,83	4 270,180
	<b>СМР</b>		3 424,113	x 6,44	22 051,288
	<b>ПИР</b>		415,044	x 3,83	1 589,619
	<b>Прочие</b>		435,796	x 8,72	3 800,143
	<b>Всего в текущих ценах</b>				<b>56 992,597</b>
	<b>Всего в текущих ценах без ПИР</b>				<b>55 402,978</b>

Таблица 6

## Укрупненный расчет стоимости на ПИР ПС 35 кВ Восход

тыс. руб. без НДС

таблица	Примечания	Расчет Государственный сметный норматив "Справочник базовых цен на проектные работы в строительстве "Объекты энергетики. Электросетевые объекты" Приложение №3 к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунальному хозяйству РФ №30 от 27.01.2016	ПИР в базовых ценах	ПИР в ценах на 1 кв. 2018 г. (Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09 К=3,83)
№1	8970*0,097=870,090 11970*0,092=1101,240	1101,240-(1101,240-870,090)/(11970-8970)*(11970-9961,056)	<b>946,451</b>	<b>3 624,907</b>
<b>Всего ПИР+СМР в ценах на 1 кв. 2018 г.</b>				<b>59 027,885</b>



Таблица 7

## Укрупненный расчет стоимости на СМР ВЛ 35 кВ

тыс. руб. без НДС

№ п/п	Составляющие затраты	Показатели стоимости ВЛ 35 кВ (тыс.руб. без НДС)			
		ОАО "ХОЛДИНГ МРСК" ПРИКАЗ №488 от 20.09.2012	Расчет затрат		Величина затрат, тыс.руб
1	ВЛ 35 кВ 9 км	Таблица 2	((635,1*0,2)+(452,6*0,8))*9		4 401,900
	<b>Итого в базисных ценах</b>				<b>4 401,900</b>
	п. 2.7-1,5%-благоустройство; 3,3%-временные здания и сооружения; 9%-ПИР и авторский надзор; 3,18%-содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль; 8%-прочие работы и затраты (производство работ в зимнее время, средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию работников и имущества, затраты по перевозке рабочих, затраты связанные с командованием рабочих для строительства, средства на проведение подрядных торгов); 3%-непредвиденные затраты		4 401,900	x 1,2798	5 633,552
	<b>Итого в ценах 2000 г, в том числе:</b>				<b>5 633,552</b>
	<b>Стоимость Оборудования</b>		5 633,552	x 0,000	0,000
	<b>Стоимость ПНР</b>	Укрупненные показатели стоимости ПС по Сборнику УП стоимости строительства (реконструкции) ПС и ЛЭП для нужд ОАО "Холдинг МРСК", приложение №5	5 633,552	x 0,000	0,000
	<b>Стоимость СМР</b>		5 633,552	x 0,800	4 506,841
	<b>Стоимость ПИР</b>		5 633,552	x 0,075	422,516
	<b>Стоимость Прочие</b>		5 633,552	x 0,125	704,194
	<b>Итого СМР в текущих ценах на 1 квартал 2018 г.</b>				
	<b>Оборудование</b>	Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09	0,000	x 4,43	0,000
	<b>ПНР</b>		0,000	x 10,83	0,000
	<b>СМР</b>		4 506,841	x 4,09	18 432,981
	<b>ПИР</b>		422,516	x 3,83	1 618,238
	<b>Прочие</b>		704,194	x 8,72	6 140,571
		<b>Всего в текущих ценах</b>			<b>26 191,790</b>
		<b>Всего в текущих ценах без ПИР</b>			<b>24 573,552</b>

Таблица 8

## Укрупненный расчет стоимости на ПИР ВЛ 35 кВ

тыс. руб. без НДС

таблица	Примечания	Расчет Государственный сметный норматив "Справочник базовых цен на проектные работы в строительстве "Объекты энергетики. Электросетевые объекты" Приложение №3 к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунальному хозяйству РФ №30 от 27.01.2016	ПИР в базовых ценах	ПИР в ценах на 1 кв. 2018 г. (Письмо Минстроя РФ от 04.04.2018 г. № 13606-ХМ/09 К=3,83)
№1	4488*0,0427=191,638 5984*0,0388=232,179	232,179-(232,179-191,638)/(5984-4488)*(5984-5211,035)	211,232	809,018
<b>Всего ПИР+СМР в ценах на 1 кв. 2018 г.</b>				<b>25 382,571</b>

Приложение  
к постановлению администрации  
Липецкой области  
«Об утверждении Схемы и  
программы развития  
электроэнергетики Липецкой  
области на 2019-2023 годы»

**«Схема и программа развития электроэнергетики  
Липецкой области на 2019 – 2023 годы»**

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

<b>1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>4</b>
1.1 Паспорт Схемы и программы развития .....	4
1.2 Основание для разработки «Схемы». Цели и задачи разработки «Схемы».....	4
<b>2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА .....</b>	<b>6</b>
<b>3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ ЗА ПРОШЕДШИЙ ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД.....</b>	<b>13</b>
3.1 Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Липецкой области .....	13
3.2 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области и структура электропотребления.....	14
3.3 Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в регионе	16
3.4 Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет.....	18
3.5 Структура установленной электрической мощности на территории Липецкой области.....	18
3.6 Состав существующих электростанций (а также станций промышленных предприятий) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям.....	19
3.7 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.....	20
3.8 Характеристика балансов электрической энергии и мощности.....	21
3.9 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Липецкой области .....	21
3.10 Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Липецкой области.....	22
3.10.1 Общая характеристика электросетевых объектов 220 кВ и 500 кВ.....	22
3.10.2 Общая характеристика электросетевых объектов 110 кВ.....	24
3.10.3 Общая характеристика электросетевых объектов 35 кВ.....	29
3.11 Внешние электрические связи энергосистемы Липецкой области.....	36
3.12 Показатели, характеризующие деятельность филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	38
3.13 Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций.....	38
<b>4 ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ.....</b>	<b>41</b>
4.1 Анализ загрузки ПС 220 – 500 кВ Липецкой энергосистемы в отчетном году .....	41
4.2 Анализ текущего состояния и рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ.....	44
4.2.1 Анализ загрузки центров питания 110 кВ на настоящий момент .....	44
4.2.2 Анализ существующей загрузки ЛЭП 110 кВ.....	47
4.3 Рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ на текущий момент.....	47
<b>5 ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ.....</b>	<b>52</b>
5.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период.....	52
5.2 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области.....	53
5.3 Перспектива изменения установленной мощности в энергосистеме Липецкой области.....	54
5.4 Прогноз возможных объемов развития энергетики Липецкой области на основе ВИЭ и местных видов топлива .....	55
5.4.1. Перспективы использования ВИЭ в Липецкой области .....	55
5.4.2. Перспективы развития ветроэнергетики региона.....	56
5.4.3 Перспективы развития солнечной энергетики региона .....	60
5.4.4 Перспективы развития малой гидроэнергетики региона .....	60
5.4.5 Энергетический потенциал отходов сельского хозяйства региона.....	61

5.5	Общая оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период ....	63
5.6	Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше.....	65
5.6.1	Решения по электрическим сетям напряжением 220 кВ и выше .....	65
5.6.1.1	Решения по электрическим сетям напряжением 220 кВ и выше (базовый вариант развития)	65
5.6.1.2	Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 220 кВ и выше (базовый вариант развития) .....	70
5.6.1.3	Решения по электрическим сетям 220 и 500 кВ (региональный вариант развития).....	71
5.6.2	Решения по электрическим сетям 110 кВ.....	76
5.6.2.1	Решения по электрическим сетям напряжением 110 кВ (базовый вариант развития) .....	76
5.6.2.2	Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 110 кВ (базовый вариант развития)	83
5.6.2.3	Решения по электрическим сетям напряжением 35-110 кВ (региональный вариант развития)	86
5.6.4	Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже.....	911
5.6.4.1	Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже (базовый вариант развития).....	911
5.6.4.2	Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже (региональный вариант развития).....	104
<b>6</b>	<b>ОСНОВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ РЕГИОНА .....</b>	<b>1100</b>

6.1	Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Липецкой области, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных .....	110
6.2	Прогноз ограничений мощности ТЭС на 2018-2023гг.....	113
6.3	Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период.....	116
6.4	Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе .....	116
6.5	Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Липецкой области .....	116

## **7 ПЕРЕХОД К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ ЦИФРОВЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ**

..... **110**

ПРИЛОЖЕНИЕ 1	ПОДСТАНЦИИ 220-500 КВ, НАХОДЯЩИЕСЯ НА ТЕРРИТОРИИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	ЛЭП 220-500 КВ, НАХОДЯЩИЕСЯ НА ТЕРРИТОРИИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	ПС 110 КВ, НАХОДЯЩИЕСЯ НА БАЛАНСЕ ПАО «МРСК ЦЕНТРА» - «ЛИПЕЦКЭНЕРГО»
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	ЛЭП 110 КВ, НАХОДЯЩИЕСЯ НА БАЛАНСЕ ПАО «МРСК ЦЕНТРА» - «ЛИПЕЦКЭНЕРГО»
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	ПС 110 КВ, ЛЭП 110 КВ, НАХОДЯЩИЕСЯ НА БАЛАНСЕ СТОРОННИХ ОРГАНИЗАЦИЙ
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	ПС 35 КВ, НАХОДЯЩИЕСЯ НА БАЛАНСЕ ПАО «МРСК ЦЕНТРА» - «ЛИПЕЦКЭНЕРГО»
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	ЛЭП 35 КВ, НАХОДЯЩИЕСЯ НА БАЛАНСЕ ПАО «МРСК ЦЕНТРА» - «ЛИПЕЦКЭНЕРГО»
ПРИЛОЖЕНИЕ 8	ИНФОРМАЦИЯ ПО ДОГОВОРАМ НА ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ К ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ ОБЪЕКТАМ 35-220 КВ
ПРИЛОЖЕНИЕ 9	ИНФОРМАЦИЯ О ПЛАНИРУЕМОМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРИСОЕДИНЕНИИ К ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ ОБЪЕКТАМ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ (ДОПОЛНИТЕЛЬНО ДЛЯ РЕГИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ)
ПРИЛОЖЕНИЕ 10	РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ В СЕТИ 220 КВ И ВЫШЕ (БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ РАЗВИТИЯ)
ПРИЛОЖЕНИЕ 11	РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ В СЕТИ 220 КВ И ВЫШЕ (РЕГИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ РАЗВИТИЯ)
ПРИЛОЖЕНИЕ 12	РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ В СЕТИ 110 КВ (БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ)
ПРИЛОЖЕНИЕ 13	ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА
ПРИЛОЖЕНИЕ 14	КАРТЫ-СХЕМЫ И ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ СЕТИ 35 КВ И ВЫШЕ НА 2019-2023 ГГ. (БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ РАЗВИТИЯ)
ПРИЛОЖЕНИЕ 15	КАРТЫ-СХЕМЫ И ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ СЕТИ 35 КВ И ВЫШЕ НА 2019-2023 ГГ. (РЕГИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ РАЗВИТИЯ)
ПРИЛОЖЕНИЕ 16	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПС 35 КВ ВОСХОД (РЕГИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ РАЗВИТИЯ)



# 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## 1.1 Паспорт Схемы и программы развития

<b>Схема и программа развития электроэнергетики Липецкой области на 2019-2023 годы</b>	
Цели и задачи Схемы, важнейшие целевые показатели	<p><b>Цель:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- повышение технического уровня и обеспечение высокого уровня надёжности функционирования электросетевых объектов в проектный период.</li></ul> <p><b>Задачи:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- повышение эффективности функционирования электросетевых объектов, снижение затрат на эксплуатацию и потерь электроэнергии в сетях;</li><li>- разработка технических мероприятий, обеспечивающих надёжную работу энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах;</li><li>- создание условий для недискриминационного доступа на присоединение к электрическим сетям участников розничного рынка.</li></ul>

## 1.2 Основание для разработки «Схемы». Цели и задачи разработки «Схемы»

**Основанием для разработки «Схемы» послужило следующее:**

- постановление правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- необходимость корректировки Схемы и программы развития электроэнергетики Липецкой области 2018 – 2022гг.

**Цели и задачи разработки «Схемы»:**

- исполнение постановления Правительства РФ от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- создание условий для недискриминационного доступа на присоединение к электрическим сетям: филиала ПАО «МРСК Центра»–«Липецкэнерго»; филиала ПАО «ФСК ЕЭС»–«Верхне-Донское ПМЭС»; ПАО «Квадра» филиал «Липецкая генерация»; АО «ЛГЭК»;
- ликвидация недостаточной пропускной способности (авто-) трансформаторов на центрах питания, в том числе по объектам ПАО «ФСК ЕЭС» в соответствии с результатами расчета пропускной способности центров питания 220 кВ и 500 кВ на территории Липецкой области;
- ликвидация районов с высоким риском выхода параметров режимов за область допустимых значений по пропускной способности ВЛ 110, 220 кВ на территории Липецкой области;
- определение образующихся в перспективе районов с высоким риском выхода параметров режимов за область допустимых значений Липецкой энергосистемы и разработка первоочередных мероприятий по вводу параметров режимов в область допустимых значений;
- повышение параметров энергосбережения и энергоэффективности энергосистемы;
- формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

При выполнении работы были использованы нижеперечисленные материалы, нормативно-технические и методические документы:

1. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание.
2. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (Москва, 2003 г.).
3. Инструкция по проектированию городских электрических сетей (РД 34.20.185-94).
5. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. (СТО 56947007-29.240.55.016-2008, г. Москва, 2008 г.).
6. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. (СТО 56947007-29.240.10.028-2009, г. Москва, 2009 г.).
8. Отчетные данные ПАО «МРСК Центра» – филиал «Липецкэнерго» и сетевых предприятий.
9. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения (№278тм, г. Москва, 2007 г.).
10. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы»;
11. Схема и программа развития электроэнергетики Липецкой области на 2018-2022 годы, утверждена постановлением Администрации Липецкой области.
13. Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утв. постановлением Правительства РФ от 17 октября 2009 г. № 823).
14. Протокол совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина (г. Москва 09.11.2010 г. АШ-369пр.).

Кроме того, применялись также другие руководящие материалы, используемые при проектировании энергосистем.

## 2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА

Липецкая область была образована указом Президиума Верховного Совета СССР от 6 января 1954 года из районов четырёх соседних областей.

В состав области были включены:

от Воронежской области: город Липецк, Боринский, Водопьяновский, Грачевский, Грязинский, Дмитришевский, Добринский, Липецкий, Молотовский, Талицкий, Усманский, Хворостянский и Хлевенский районы;

от Орловской области — город Елец, Вольнский, Долгоруковский, Елецкий, Задонский, Измалковский, Краснинский, Становлянский, Чернавский и Чибисовский районы;

от Рязанской области — Березовский, Воскресенский, Данковский, Добровский, Колыбельский, Лебедянский, Лев-Толстовский, Троекуровский, Трубетчинский и Чаплыгинский районы;

от Курской области — Больше-Полянский, Воловский и Тербунский районы.

### Географическое положение

Липецкая область расположена в центральной части европейской территории России на пересечении важнейших транспортных магистралей страны, в 500 км на юг от Москвы. Липецкая область граничит с Воронежской, Курской, Орловской, Тульской, Рязанской, Тамбовской областями.

**Территория области** – 24,17 тыс. км<sup>2</sup>, что составляет 0,14% от территории Российской Федерации. По этому показателю область занимает 71 место в России и последнее среди 5-и регионов Центрально-Чернозёмного экономического района.

Протяженность области:

с севера на юг – 200 км,

с запада на восток – 150 км.

Общая протяженность границ – 900 км.

**Климат** умеренно – континентальный с умеренно холодной зимой и теплым летом.

### Население

В таблице 2.1 представлена информация по численности населения Липецкой области на 2018 год, на предшествующий пятилетний период и на 2000 год.

Таблица 2.1

Год	Все население, тыс. чел.	в том числе, тыс. чел.		В общей численности населения, (%)	
		городское	сельское	Городское	сельское
<b>Численность населения на 1 января</b>					
2000	1233,7	789,3	444,4	64,0	36,0
2013	1162,2	744,2	418,0	64,0	36,0
2014	1159,0	744,6	414,4	64,2	35,8
2015	1158,3	-	-	-	-
2016	1156,1	-	-	-	-
2017	1156,3	-	-	-	-
2018	1150,6	-	-	-	-
2018 в % к 2017	99,5%				



**Рисунок 2.1** Динамика численности населения

Численность населения области на 1 января 2018 года составила 1 150,6 тыс. человек. По сравнению с 2017 годом население области уменьшилось на 5,7 тыс. человек.

Липецкая область включает в себя 314 муниципальных образований, в том числе:

1. Два города областного подчинения, образующие Липецкий городской округ и Елецкий городской округ.

2. Восемнадцать муниципальных районов: Воловский, Грязинский, Данковский, Добринский, Добровский, Долгоруковский, Елецкий, Задонский, Измалковский, Краснинский, Лебедянский, Лев–Толстовский, Липецкий, Становлянский, Тербунский, Усманский, Хлевенский, Чаплыгинский.

3. Шесть городских поселений, 288 сельских поселений.

Города Липецкой области:

– Липецк (население 510,439 тыс. человек) – административный, промышленный, культурный и курортный центр области, расположенный на берегах реки Воронеж;

– Елец (население 105,016 тыс. человек) – старинный город с героической историей, богатыми духовными и культурными традициями. Имеет развитую промышленность;

– Грязи (население 46,586 тыс. человек) – перекресток крупных железнодорожных магистралей с севера на юг и с запада на восток, обеспечивающих доступ к рынкам центральных и отдаленных регионов России и стран СНГ;

– Данков (население 19,120 тыс. человек) – название города произошло от входившего в Рязанское княжество древнего города Донкóв, который был разрушен монголо-татарами. Сейчас на том месте находится село Стрешнево Данковского района. В 1796 – 1804 и 1924 – 1958 годах не имел статуса города. Нынешний статус – с 1959 года;



- Лебедянь (население 19,503 тыс. человек) – в городе действуют несколько машиностроительных и пищеперерабатывающих предприятий, в том числе крупнейший в России производитель соков – ОАО «Экспериментально-консервный завод Лебедянский»;
- Усмань (население 19,958 тыс. человек) – из промышленных предприятий города следует отметить: завод литейного оборудования (ОАО Литмашприбор), табачная фабрика (находится в стадии банкротства), мебельная фабрика, швейная фабрика, хлебокомбинат;
- Чаплыгин (население 11,948 тыс. человек) – основную долю занимает пищевая промышленность, она представлена такими предприятиями как ООО «Агрохим», ОАО «Чаплыгинмолоко», ЗАО «Раненбургское», крахмальным заводом и др. Машиностроение представлено ООО «Чаплыгинский завод агрегатов» (тракторные агрегаты, фильтрующие элементы);
- Задонск (население 9,641 тыс. человек) – слобода, давшая начало Задонску, возникает на левобережье речки Тешевки около 1610 года, в связи с основанием Тешевского (Задонского) Богородицкого мужского монастыря, как вотчинное его владение. В городе работают хлебокомбинат, цех мясопереработки и завод по розливу минводы.

### **Земельные и минерально–сырьевые ресурсы**

Почвы области представлены в основном черноземами выщелоченными и оподзоленными; на юго-востоке преобладают серые лесные и лугово-черноземные почвы. Потенциальное плодородие этих почв высокое. Липецкая область лежит в зоне черноземных степей, леса занимают не более 8% ее площади. В основном это березово-сосновые леса на песчаных террасах. В долине Дона местами сохранились древние дубравы, в которых преобладает дуб с примесью вяза и ясеня. Наиболее крупная из них – в заповеднике «Галичья Гора».

Минерально-сырьевая база Липецкой области включает в себя 160 месторождений твердых полезных ископаемых, 107 оцененных месторождений (участков) пресных и 5 - минеральных подземных вод, а также многочисленные рудопроявления, участки и месторождения железных руд, снятых с баланса. Добываемое сырье представлено технологическими и цементными известняками, доломитами, стекольными песками, песками и глинами для стройиндустрии. На территории области действуют 10 крупных горнодобывающих предприятий по добыче карбонатного сырья, глин и строительных песков с объемом добычи от 200 до 4000 тыс. тонн сырья в год.

### **Транспорт**

Транспортный комплекс Липецкой области представлен предприятиями железнодорожного, автомобильного и воздушного транспорта. Бесперебойное функционирование комплекса обеспечивают 18092 человек.

- пассажирский транспорт – 3688 чел. (20,4%);
- городской электротранспорт – 856 чел. (4,7%);
- ж/д транспорт – 5681 чел. (31,4%);
- грузовой автомобильный транспорт – 3464 чел. (19,2%);
- вспомогательная и прочая транспортная деятельность – 4403 чел. (24,3%).

Липецкая область располагает развитой сетью железных дорог. Густота железнодорожных путей на 10000 кв. км по Липецкой области составляет 314 км путей. Эксплуатационная длина железнодорожных путей в Липецкой области составляет 751,1 км, из них 363 км электрифицированы. По густоте железнодорожных путей общего пользования область занимает 7-е место в РФ: её территорию пересекают три железнодорожных магистрали, связывающие Москву с Северным Кавказом, Донбассом,

Поволжьем. Крупнейшие узловые станции – Елец и Грязи. Основные виды перевозимых грузов железнодорожным транспортом: руда, известняки, глины, черные металлы, цемент, бытовая техника, зерно, сахарная свекла.

По плотности сети автомобильных дорог Липецкая область входит в первую десятку регионов России. Современные автомобильные магистрали связывают Липецк со всеми сопредельными областными центрами, а также с трассами федерального значения: Москва – Ростов-на-Дону, Москва – Волгоград. На каждую 1 тыс. км<sup>2</sup> территории приходится свыше 200 км автодорог с твёрдым покрытием.

Пассажирский парк области насчитывает 1339 единицы подвижного состава: 1289 автобусов, 50 трамваев.

Большое значение имеет проходящий по территории Липецкой области международный транспортный коридор № 9 Финляндия – Санкт-Петербург – Москва – Астрахань – Новороссийск.

В окрестностях Липецка – современный аэродром, способный принимать самолёты любого класса.

### **Промышленность и сельское хозяйство**

Липецкая область является промышленно развитым регионом.

Темп роста валового регионального продукта к уровню 2016 года в сопоставимых ценах по оценке составил 102 % (РФ – 101,5 %), объем оценивается в сумме 500,3 млрд. руб., наибольший вклад в него внесли промышленность, сельское хозяйство, торговля и строительство.

На территории области реализованы мероприятия 14 государственных программ Российской Федерации. В экономику и социальную сферу области из федерального бюджета привлечено 8,2 млрд. руб.

По валовому региональному продукту на душу населения область занимает 4 место в ЦФО и 22 в России. По объему продукции обрабатывающих производств на душу населения – 2 место в ЦФО и 3 – в России, в 2 раза превышая (535 тыс.) среднероссийский уровень.

По итогам 2017 года индекс промышленного производства составил 102,6 %, объем отгруженной продукции – 661 млрд. руб., рост к 2016 году – 108,7 %.

За последние 15 лет созданы 110 новых промышленных предприятий. В настоящее время промышленный комплекс насчитывает 2,2 тыс. предприятий.

Созданная в 2006 году особая экономическая зона промышленно-производственного типа федерального уровня «Липецк» - одна лучших экономических зон мира.

В числе 47 резидентов зоны, помимо российских, компании из Японии, Италии, Бельгии, Германии, США, Нидерландов, Израиля, Швейцарии, Китая, Южной Кореи, Польши, Сингапура, Франции, Великобритании. Объем заявленных инвестиций составляет 146 млрд. руб., работают 15 предприятий зоны, ежегодно производится продукции на сумму более 7 млрд. руб., создано 3 412 высокопроизводительных рабочих мест.

В 2017 году в ОЭЗ «Липецк» завершено строительство 6 промышленных предприятий: Висман, Кемин, ППГ, Липецкий завод тепличных конструкций, Ханевелл Лэм Уэстон Белая дача.

В ОЭЗ РУ ППТ «Данков» завершено строительство завода по производству дрожжей компанией ООО «Ангел Ист Рус», в ОЭЗ РУ ППТ «Тербуны» - комплекса по хранению и переработки зерновых и масличных культур компанией ООО «Черноземье».

В декабре 2017 года был введен в строй завод по производству шлифовальных станков АО «СТП – Липецкое станкостроительное предприятие» - якорный инвестор кластера «ЛИПЕЦКМАШ». Это первый проект, реализованный в станкостроительной отрасли в современной России.

В особых экономических зонах федерального и регионального уровней с начала деятельности произведено продукции на сумму более 102 млрд. руб., в том числе в 2017 году – 20,9 млрд. руб. На предприятиях всего создано более 6 тыс. рабочих мест, в том числе за 2017 год – более 800.

В 2017 году отгружено товаров инновационного характера на сумму 58,8 млрд. руб. (93,6 % к объему 2016 года). Основные инновационные процессы происходят в обрабатывающих производствах: металлургии (доля в структуре – 60 %), пищевых продуктов (20 %), производстве машин (7,6 %).

На качественно новый технологический уровень вышел агропромышленный комплекс.

Объем валовой продукции сельского хозяйства составил 109 млрд. руб. с ростом 105,5 % (по России – 102,4 %).

С 2000 года аграрная экономика возросла в 3,7 раза (в сопоставимых ценах) – это в 2 раза выше темпов роста по России (в 1,7 раза). По производству сельхозпродукции на душу населения (95 тыс. руб.) область занимает 4 место среди регионов России.

Последние годы стали рекордными для растениеводства.

Производство зерна превысило 3,1 млн. тонн, что в 3,4 раза больше 2000 года, сахарной свеклы – 5,3 млн. тонн (в 5,6 раза). За этот период производство сахара из сахарной свеклы возросло в 8 раз (2017 год – 900 тыс. тонн). Подсолнечника – в 9 раз, картофеля и овощей – в 1,6 раза.

Решалась задача по увеличению доходов сельского населения за счет развития кооперации. Число сельскохозяйственных потребительских кооперативов возросло до 893 (103 % к 2016 году). В 2017 году реализовано 22 крупных инвестиционных проекта с объемом инвестиций более 36 млрд. руб. Снабженческо-сбытовые и перерабатывающие кооперативы, заготовительные организации области обеспечивают рост дополнительных доходов сельского населения от реализации сельскохозяйственной продукции. Объем закупленной кооперативами продукции у личных подсобных хозяйств вырос в 1,8 раза до 1,3 млрд. руб. Заготовительные организации увеличили объемы закупок на 40 % до 2,4 млрд. руб.

В 2017 году дополнительные доходы личных подсобных хозяйств от участия в кооперативах различной направленности и заготовительной деятельности достигли 4,3 млрд. руб. За год они возросли в 1,6 раза (2,7 млрд. руб. в 2016 году).

С 2000 года производство пищевых продуктов возросло более чем в 3 раза (в сопоставимых ценах) – это в 1,5 раза выше темпов роста по России (в 2,1 раза). Экспорт продовольственных товаров и сельскохозяйственного сырья вырос на 27 % к 2016 году и составил более 150 млн. долл. США.

### **Строительство**

По итогам 2017 года в Липецкой области построено и введено в эксплуатацию 1 миллион 84 тысячи квадратных метров жилья, что составляет 100,6% к уровню 2016 года.

Ввод жилья на душу населения по области составил 0,94 кв.м на человека, что на 75% превышает среднероссийский показатель – 0,535 кв.м.

По данному показателю Липецкая область занимает 4 место среди субъектов Российской Федерации, уступая Тюменской, Ленинградской и Московской областям.

В 2017 году достигнуты наилучшие показатели по вводу жилья: в Липецком районе – 104,5 тыс.кв.м, Грязинском районе – 64,7 тыс.кв.м, Усманском районе – 52,7 тыс.кв.м, Лебедянском районе – 37,6 тыс.кв.м, Елецком районе – 31,9 тыс.кв.м, Добровском районе – 30 тыс.кв.м, Задонском районе – 27,6 тыс.кв.м.

Высокие результаты по вводу жилья на душу населения достигнуты в г. Липецке (1,11 кв.м), Липецком (2,06 кв.м), Добровском (1,28 кв.м), Елецком (1,1 кв.м), Усманском

(1,05 кв.м), Лебедянском (0,94 кв.м), Тербунском (0,86 кв.м), Хлевенском (0,85 кв.м), Чаплыгинском (0,84 кв.м), Грязинском (0,82 кв.м) районах.

Низкий показатель зафиксирован в г. Ельце (0,22 кв.м), Лев-Толстовском (0,31 кв.м), Воловском (0,41 кв.м), Данковском (0,5 кв.м), Становлянском (0,51), Долгоруковском (0,54) районах.

В рамках областных жилищных программ 414 человек улучшили жилищные условия, в том числе:

249 человек получили социальную выплату на приобретение или строительство жилья, из них 159 молодых семей;

198 семей - социальную выплату на погашение части ипотечного кредита (займа) при рождении (усыновлении) ребенка.

На эти цели направлено 247,7 млн. руб. бюджетных средств. Из них 168 млн. руб. – средства областного бюджета, 79,7 млн. руб. – федерального.

В настоящее время Липецкая область полностью обеспечена документами территориального планирования на региональном и муниципальном уровнях. Так, по состоянию на 01.01.2018 г.:

- утверждена схема территориального планирования Липецкой области;
- все 18 муниципальных районов обеспечены схемами территориального планирования;
- городские округа г. Липецк и г. Елец обеспечены актуализированными генеральными планами и правилами землепользования и застройки;
- 6 городских поселений (г. Грязи, г. Данков, г. Задонск, г. Лебедянь, г. Усмань, г. Чаплыгин) и 286 сельских поселений области обеспечены генеральными планами и правилами землепользования и застройки.

В 2017 году утверждено 20 проектов планировки и проектов межевания территории линейных объектов. Наиболее значимые это «Строительство ЛЭП 10 кВ от МПС 110 кВ Елецпром», «Реконструкция автомобильной дороги Щегловка - примыкание к автомобильной дороге «Воскресенское – Данков» в Данковском районе Липецкой области» и «Мостовой переход через р. Сосна у с. Черкассы в Елецком районе Липецкой области».

В 2017 году объем СМР в Липецкой области составил 46 млрд. руб. или 103,1% к уровню 2016 года. Объем строительных работ, выполненных крупными и средними организациями составил 25%. Наибольшая доля в объеме работ, выполненных собственными силами по договорам строительного подряда приходится на вид деятельности «строительство жилых и нежилых зданий» - 32,7%.

С использованием субсидий на строительство, реконструкцию и капитальный ремонт объектов муниципальной собственности введено в эксплуатацию 116 объектов.

## **Электроэнергетика**

### ***Перечень территориальных сетевых организаций Липецкой области:***

- Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»;
- АО «Липецкая городская энергетическая компания»;
- ПАО «НЛМК»;
- ОАО «Завод Железобетон»;
- ООО «Техноинжиниринг»;
- ООО «Липецкий силикатный завод»;
- ОАО «Липецкое торгово-промышленное объединение»;
- Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение «Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД»;



- ООО «ЛТК «Свободный Сокол»;
- ООО «Лонгричбизнес»;
- АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»;
- ООО «Первая сетевая компания»;
- Филиал «Юго-Западный» АО «Оборонэнерго» на территории Липецкой области.

***Гарантирующие поставщики:***

- ОАО «Липецкая энергосбытовая компания»;
- ООО «Городская энергосбытовая компания»;

***Поставщики электрической энергии (субъекты ОРЭМ) на территории Липецкой области, деятельность которых не подлежит государственному регулированию:***

- ПАО «НЛМК»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- ОАО «Межрегионэнергосбыт»;
- ООО «Межрегионсбыт»;
- ООО «Энергосбытовая компания ОЭЗ экономической зоны «Липецк»;
- ООО «ГРИНН Энергосбыт»;
- ООО «Русэнергосбыт»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- ПАО «Мосэнергосбыт»;
- ООО «АгроЭнергоСбыт».

Липецкая область, наряду с Тамбовской и Воронежской областями, входит в зону обслуживания Верхне-Донского ПМЭС. В эксплуатации Верхне-Донского ПМЭС находятся линии электропередачи и подстанции напряжением 220 и 500 кВ.

### 3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ ЗА ПРОШЕДШИЙ ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД

#### 3.1 Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Липецкой области

Энергосистема Липецкой области входит в состав объединённой энергосистемы Центра (ОЭС Центра) и имеет электрические связи со следующими смежными энергосистемами:

- Рязанской области;
- Тамбовской области;
- Воронежской области;
- Брянской области;
- Орловской области;
- Курской области;
- Тульской области.

Липецкая энергосистема также связана с энергосистемой Волгоградской области, входящей в ОЭС Юга (двумя ВЛ 500 кВ).

Информация по количеству электростанций, установленной мощности электростанций, величине потребления электрической энергии и мощности по Липецкой области, выработке и сальдо-перетоков за 2017 г. представлены в таблице 3.1.

**Таблица 3.1**

№	Параметр	Ед. изм.	Величина
1	Количество электростанций	шт.	13
2	Установленная мощность электростанций	МВт	1157,204
3	Потребление электроэнергии в 2017 г.	млн. кВтч	12545,9
4	Максимум мощности в 2017 г.	МВт	1809
5	Выработка электроэнергии в 2017 г.	млн. кВтч	4970,2
6	Сальдо-перетоков в 2017 г.	млн. кВтч	7575,7

Информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории Липецкой области, а также станциям промышленных предприятий представлена в таблице 3.2

**Таблица 3.2**

№	Наименование
1	Филиал АО «СО ЕЭС» «РДУ энергосистем Липецкой и Тамбовской областей»
2	Электросетевые компании:
2.1	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» «Верхне-Донское ПМЭС»
2.2	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»
2.3	Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению
3	Генерирующие компании:
3.1	Филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»
	Липецкая ТЭЦ-2
	Елецкая ТЭЦ
	Данковская ТЭЦ

№	Наименование
4	Энергосбытовые компании – субъекты оптового рынка
4.1	ОАО «Липецкая энергосбытовая компания»
4.2	ООО «Городская энергосбытовая компания»
4.3	ОАО «Межрегионэнергосбыт»
4.4	ООО «Русэнергоресурс»
4.5	ООО «Межрегионсбыт»
4.6	ООО «ЭСК ОЭЗ Липецк»
4.7	ООО «ГРИНН Энергосбыт»
4.8	ООО «Русэнергосбыт»
4.9	ООО «Транснефтьэнерго»
4.10	ООО «МагнитЭнерго»
4.11	ПАО «Мосэнергосбыт»
4.12	ООО «АгроЭнергоСбыт»
5	Станции промышленных предприятий
5.1	ТЭЦ ПАО «НЛМК»
5.2	УТЭЦ ПАО «НЛМК»
5.3	ГТРС ПАО «НЛМК»
5.4	ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»
5.5	ТЭЦ ОАО «Добринский сахарный завод»
5.6	ТЭЦ ОАО «Лебедянский сахарный завод»
5.7	ТЭЦ ОАО «Грязинский сахарный завод»
5.8	ТЭЦ ОАО «Аврора» «Боринский сахарный завод»
5.9	ТЭЦ ОАО «Аврора» «Хмеленецкий сахарный завод»
5.10	Мини ТЭЦ ООО «ТК ЛипецкАгро»
6	Крупные потребители - субъекты оптового рынка
6.1	ПАО «НЛМК»

### 3.2 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области и структура электропотребления

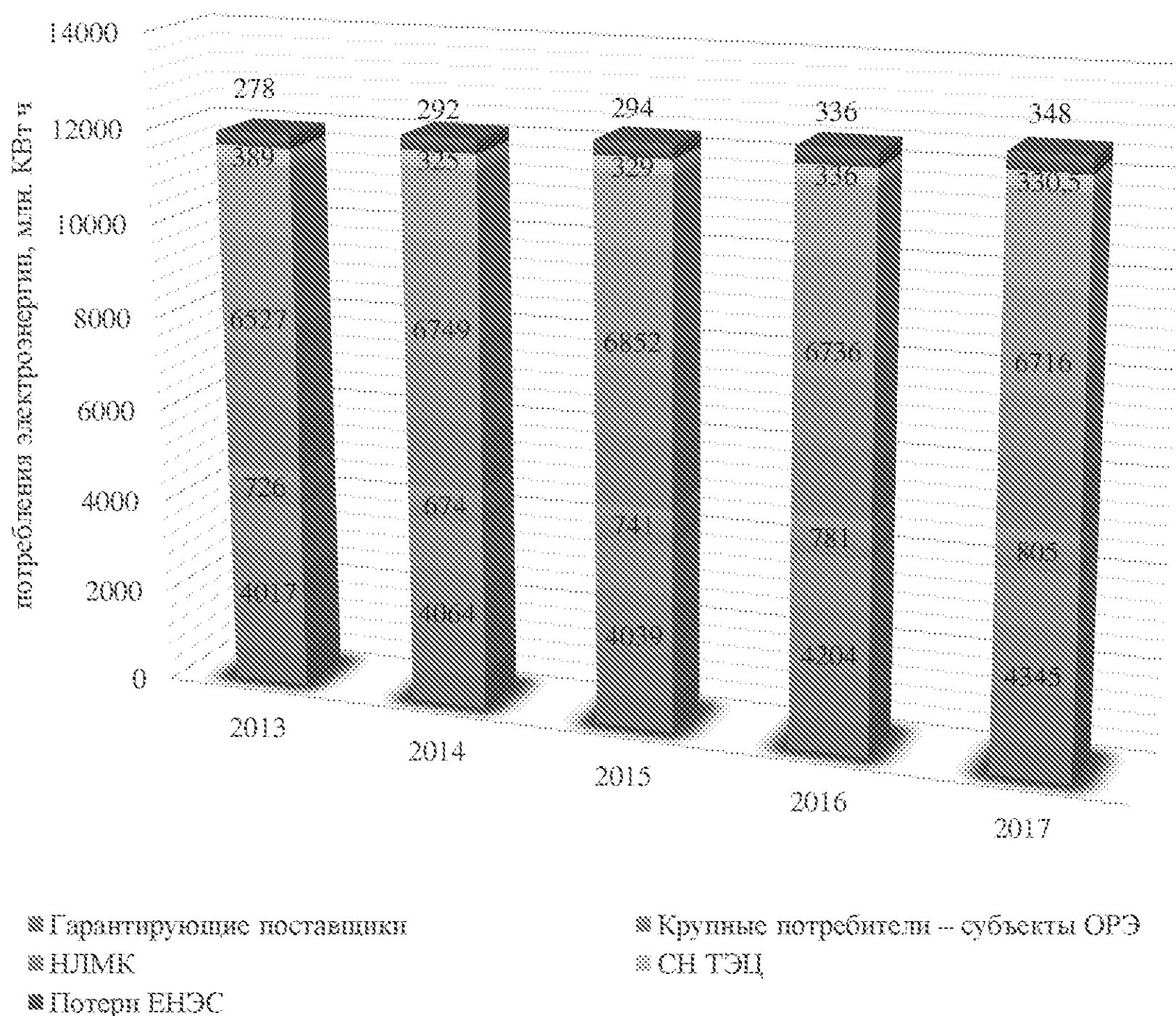
Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области за последние 5 лет представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3

#### Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области

год	млн. кВт·ч				
	2013	2014	2015	2016	2017
Липецкая область	11937	12104	12255	12392	12545,9
Прирост, %	1,7	1,4	1,2	1,11	1,2
Потери ЕНЭС	278	292	294	336	348
СН ТЭЦ	389	325	329	336	330,5
НЛМК	6527	6749	6852	6736	6715
Крупные потребители – субъекты ОРЭ	726	674	741	781	805
Гарантирующие поставщики	4017	4064	4039	4204	4345

На рисунке 3.1 представлена диаграмма потребления электроэнергии в Липецкой области за отчетный период.



**Рисунок 3.1. Диаграмма потребления электроэнергии в Липецкой области за отчетный период**

Согласно диаграмме (рисунок 3.1), в период с 2013 по 2015 годы прослеживается стабильный рост потребления электроэнергии ПАО «НЛМК», которое оказывает основное влияние на изменение динамики потребления электроэнергии Липецкой области. Остальные потребители показывают гораздо меньшую динамику роста или некоторое снижение, не оказывающее заметного влияния на изменение общего потребления по области. В 2016-2017 гг. прослеживается снижение потребления ПАО «НЛМК» и увеличение потребления электроэнергии гарантирующими поставщиками области.

В таблице 3.4 представлена структура электропотребления по видам экономической деятельности за 2013-2017гг.

**Таблица 3.4**

**Структура электропотребления субъекта РФ по видам экономической деятельности за 2013-2017гг.**

№№ п/п	Наименование	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
		млн. кВт·ч	млн. кВт·ч	млн. кВт·ч	млн. кВт·ч	млн. кВт·ч
1	Промышленное производство	7592,1	7772	7873,6	7893,77	7968,5
2	Сельское хозяйство	79,5	86	90,01	101,01	112,1



№№ п/п	Наименование	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
		млн. кВт·ч	млн. кВт·ч	млн. кВт·ч	млн. кВт·ч	млн. кВт·ч
3	Бытовое потребление	1068,6	1023	1062,19	1095,82	1116,1
	(потребление электрической энергии населением)					
4	Прочие потребители	1768,6	1803,6	1825,1	1845,3	1875,5
5	Потери в электрических сетях	911,8	906,4	901,1	903,42	905,6
6	Потери ЕНЭС	277,8	292	294	335,6	348
7	Собственные нужды электростанций филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»	238,77	221	209	217,08	215,4
	Всего	11937,2	12104	12255	12392	12545,9

### 3.3 Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в регионе

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Липецкой области с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние 5 лет представлен в таблице 3.5.

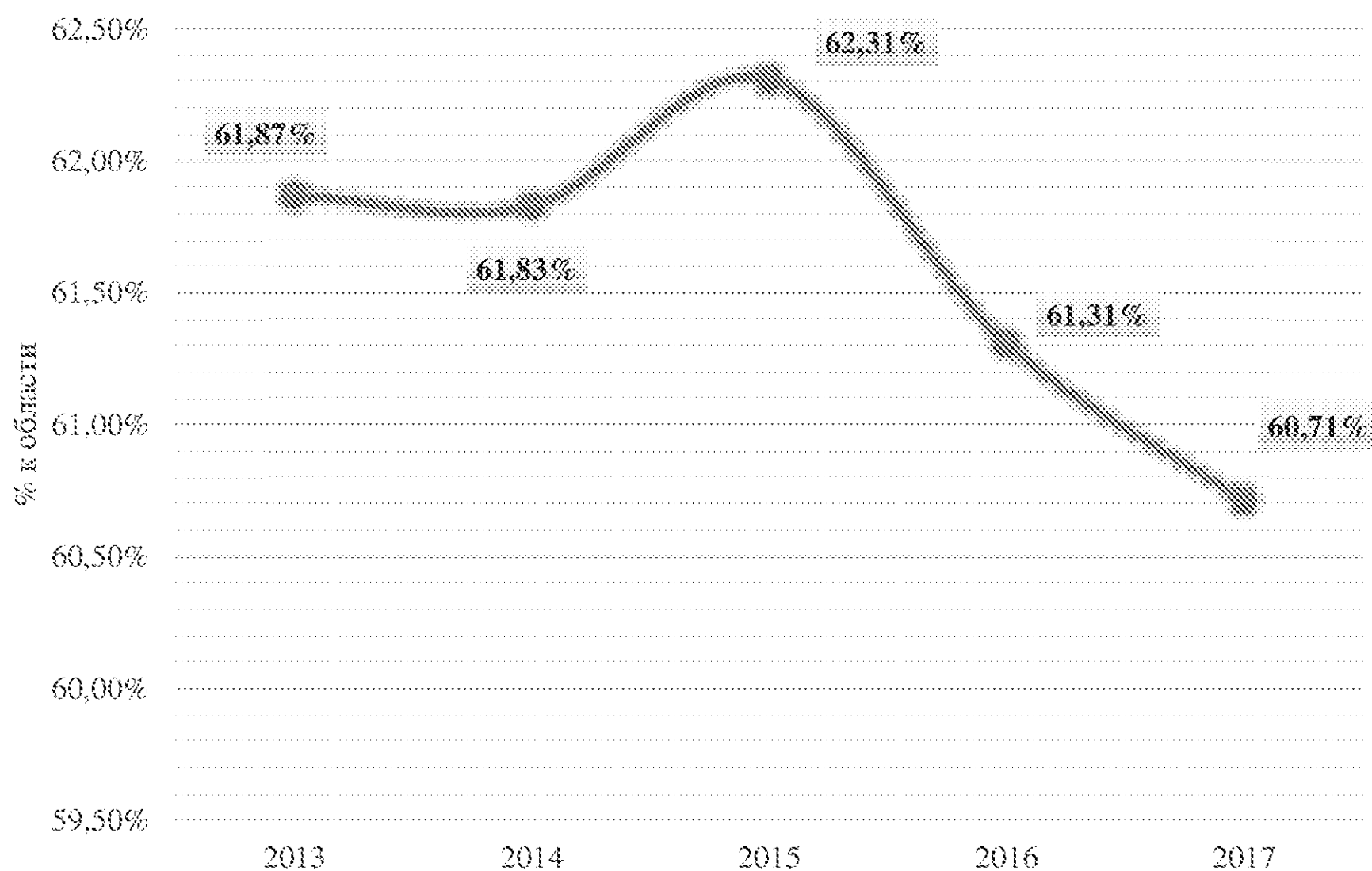
Таблица 3.5

#### Основные крупные потребители электрической энергии в Липецкой области

Крупный потребитель	ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017
НЛМК	Млн кВт·ч	6527	6749	6852	6736	6715
	МВт	850	860	890	880	860
	% к области	54,68%	55,76%	55,91	54,36%	53,52%
Мострансгаз	Млн кВт·ч	84	12	3	4	32
	МВт	12	2	0,7	2	50
	% к области	0,70%	0,10%	0,02%	0,03%	0,26%
МН Дружба	Млн кВт·ч	211	181	210	214	226
	МВт	24	21	32	40	38
	% к области	1,77%	1,50%	1,71%	1,73%	1,80%
ОЭЗ ППТ Липецк	Млн кВт·ч	100	96	116	149	167
	МВт	12	11	15	19	19
	% к области	0,96%	0,92%	0,95%	1,20%	1,33%
Липецкцемент	Млн кВт·ч	185	152	107	94	103
	МВт	22	17	25	15	16
	% к области	1,55%	1,26%	0,87%	0,76%	0,82%
ОАО "РЖД" в границах Липецкой области	Млн кВт·ч	168	193	272	320	322
	МВт	20	32	45	46	46
	% к области	1,41%	1,59%	2,22	2,58%	2,57%
ЭКЗ Лебедянский	Млн кВт·ч	38	32	31	34	29
	МВт	5	4	4	4	3
	% к области	0,32%	0,26%	0,25%	0,27%	0,23%
Роскондитерпром	Млн кВт·ч	27	21	14	12	4
	МВт	3	2	1,6	1	0,5
	% к области	0,23%	0,17%	0,11%	0,10%	0,03%
Лемаз	Млн кВт·ч	31	33	31	34	31
	МВт	5	5	5	5	4

Крупный потребитель	ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017
	% к области	0,26%	27%	0,25%	0,27%	0,25%
ООО «ТК Елецкие овощи»	Млн кВт·ч					8
	МВт					13
	% к области					0,06%
ООО «Овощи Черноземья»	Млн кВт·ч					
	МВт					12
	% к области					
ООО «ТК ЛипецкАгро»	Млн кВт·ч					
	МВт					40
	% к области					
Итого крупные потребители области	Млн кВт·ч	7371	7469	7636	7597	7629
	МВт	955	957	1018,3	1012	1102
	% к области	61,87%	61,83%	62,31%	61,31%	60,81%

На рисунке 3.2 представлен график изменения доли электропотребления крупных потребителей к общему электропотреблению области.



**Рисунок 3.2. График изменения доли электропотребления крупных потребителей к общему электропотреблению области**

На основании данных таблицы 3.5 и графика (рисунок 3.2) можно сделать вывод, что, в 2015 г. было увеличение доли электропотребления крупных потребителей к общему электропотреблению области за рассматриваемый пятилетний период. В 2016 г. выявлено снижение доли электропотребления крупных потребителей к общему электропотреблению области.

### 3.4 Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет

Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет в целом по Липецкой энергосистеме представлена в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Год	2013	2014	2015	2016	2017
МВт	1704	1798	1747	1847	1809
Прирост, %	-3,1	5,5	-2,84	5,72	-2,1

### 3.5 Структура установленной электрической мощности на территории Липецкой области

Структура установленной электрической мощности на территории Липецкой области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в 2017 году представлена в таблице 3.7.

Таблица 3.7

#### Структура установленной мощности на территории Липецкой области

Электростанция	установленная мощность, МВт	доля, %	ввод, демонтаж в 2017 году
Липецкая область	1157,204	100	
Липецкая ТЭЦ-2	515	45	
Елецкая ТЭЦ	57	5	
Данковская ТЭЦ	10	1	
ТЭЦ ПАО «НЛМК»	332	29	
УТЭЦ ПАО «НЛМК»	150	13	
ГТРС ПАО «НЛМК»	40	3	ввод 20 МВт
ТЭЦ ООО «ЛТК Свободный Сокол»	16	1	
Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»	6,704	1	
ТЭЦ сахарных заводов *	30,5	3	

\* Добринский, Грязинский, Лебединский, Боринский, Хмелинецкий  
Примечание: с 01.02.2017 введен в эксплуатацию ГУБТ-1 ГТРС ПАО «НЛМК» установленной мощностью 20 МВт.

Структура установленной мощности по видам собственности представлена на диаграмме (рисунок 3.3).

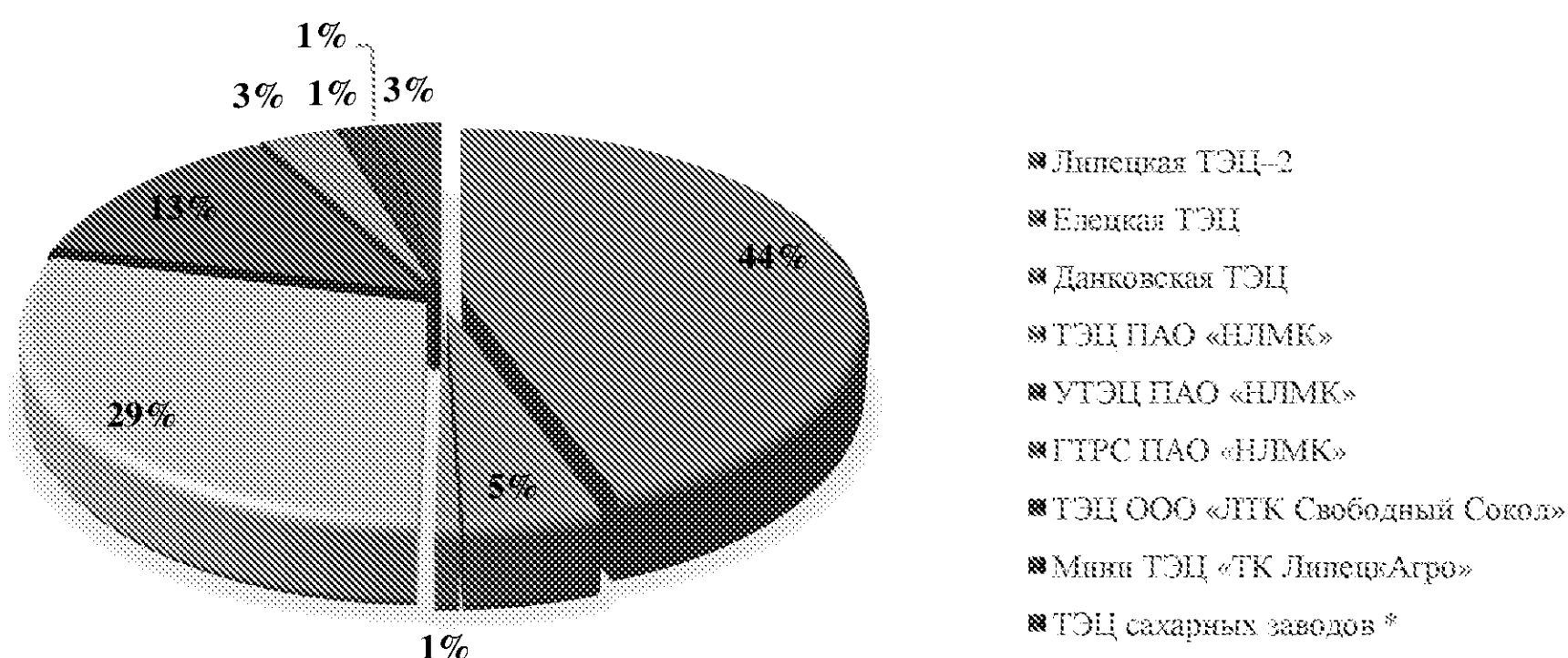


Рисунок 3.3. Структура установленной мощности по видам собственности

### 3.6 Состав существующих электростанций (а также станций промышленных предприятий) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям

Состав существующих электростанций (а также станций промышленных предприятий) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, представлен в таблице 3.8.

Таблица 3.8

Электростанция	Энергокомпания
Липецкая ТЭЦ-2	Филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»
Елецкая ТЭЦ	
Данковская ТЭЦ	
ТЭЦ ПАО «НЛМК»	для собственного потребления ПАО «НЛМК»
УТЭЦ ПАО «НЛМК»	для собственного потребления ПАО «НЛМК»
ГТРС ПАО «НЛМК»	для собственного потребления ПАО «НЛМК»
ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	для собственного потребления ООО «ЛТК «Свободный Сокол»
ТЭЦ ОАО «Добринский сахарный завод»	для собственного потребления + продажа на розничном рынке ОАО «Липецкая энергосбытовая компания»
ТЭЦ ОАО «Грязинский сахарный завод»	
ТЭЦ ОАО «Лебедянский сахарный завод»	для собственного потребления
Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»	для собственного потребления



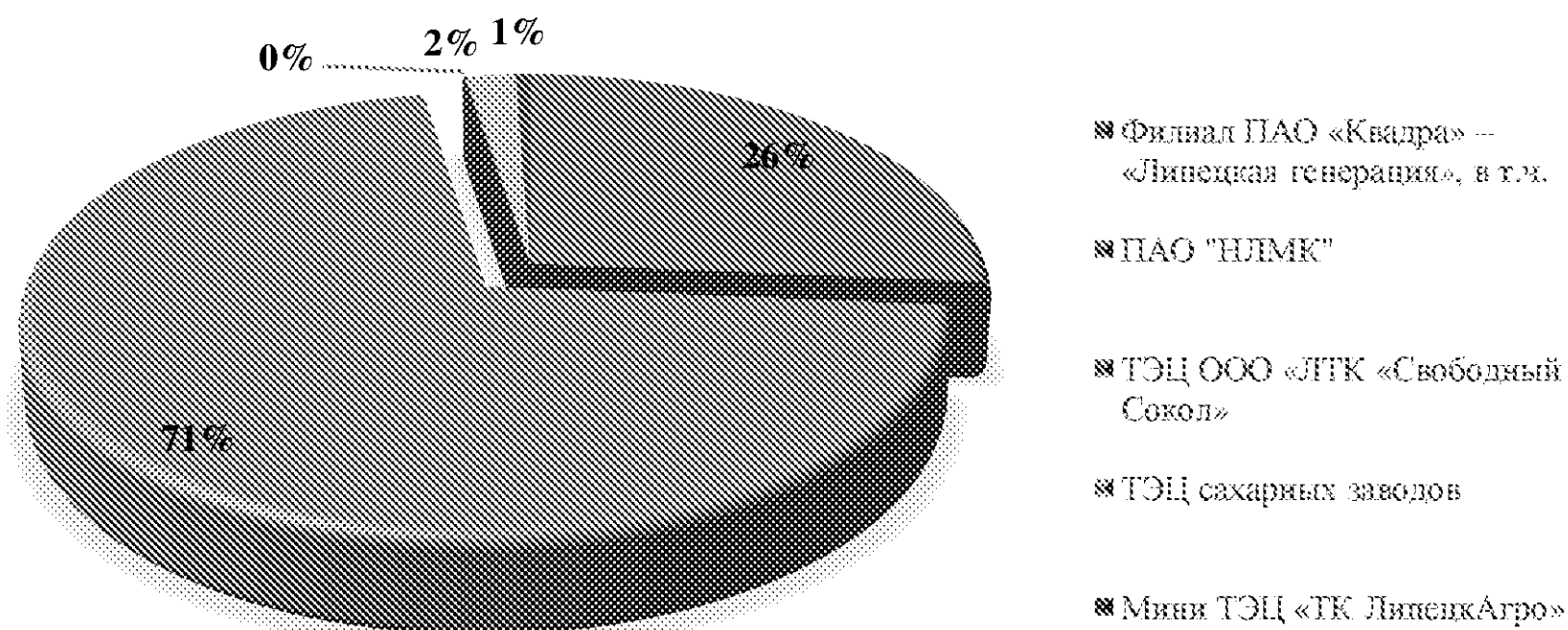
### 3.7 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности представлена в таблице 3.9, Млн. кВтч.

Таблица 3.9

№	Электростанция	2013	2014	2015	2016	2017	Доля, %
	<b>Липецкая область</b>	<b>5252,8</b>	<b>5061,3</b>	<b>5331,6</b>	<b>5191</b>	<b>4970,2</b>	<b>100</b>
1	<b>Филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация», в т.ч.</b>	<b>1708,6</b>	<b>1376,2</b>	<b>1324,2</b>	<b>1416,8</b>	<b>1308,3</b>	<b>26,3</b>
1.1	Липецкая ТЭЦ-2	1537,8	1253,3	1088	1252,5	1098,6	22,1
1.2	Елецкая ТЭЦ	143,4	93,2	214,8	143,5	190,1	3,8
1.3	Данковская ТЭЦ	27,4	29,7	21,4	20,8	19,6	0,4
2	<b>Станции промышленных предприятий, в т.ч.</b>	<b>3544,2</b>	<b>3685,1</b>	<b>4007,4</b>	<b>3774,2</b>	<b>3661,9</b>	<b>73,7</b>
2.1	ТЭЦ ПАО «НЛМК»	2183,9	2355,6	2559,8	2277,3	2217,2	44,6
2.2	УТЭЦ ПАО «НЛМК»	1210,1	1225,4	1266,4	1278,2	1172,8	23,6
2.3	ГТРС ПАО «НЛМК»			61,3	107,2	141,8	2,9
2.4	ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	30,6	17,8	6,1	4,6	5,4	0,1
2.5	ТЭЦ сахарных заводов	119,6	86,3	113,8	90,7	96,6	1,9
2.5.1	<i>ТЭЦ Добринского сахарного завода</i>	<i>61,4</i>	<i>49,2</i>	<i>63,4</i>	<i>33,2</i>	<i>41,1</i>	<i>0,8</i>
2.5.2	<i>ТЭЦ Грязинского сахарного завода</i>	<i>21,9</i>	<i>11,9</i>	<i>17,2</i>	<i>18,2</i>	<i>11,9</i>	<i>0,2</i>
2.5.3	<i>ТЭЦ Лебедянского сахарного завода</i>	<i>24,5</i>	<i>19,2</i>	<i>24,4</i>	<i>29,5</i>	<i>29,9</i>	<i>0,6</i>
2.5.4	<i>ТЭЦ Боринского сахарного завода</i>	<i>6,8</i>	<i>5,3</i>	<i>4,7</i>	<i>5,3</i>	<i>6,4</i>	<i>0,1</i>
2.5.5	<i>ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода</i>	<i>5</i>	<i>0,7</i>	<i>4,1</i>	<i>4,5</i>	<i>7,3</i>	<i>0,1</i>
2.6	Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»				16,2	28,1	0,6

На рисунке 3.4 представлена структура выработки электроэнергии за 2017 год по видам собственности в виде диаграммы.



**Рисунок 3.4. Структура выработки электроэнергии за 2017 год по видам собственности**

### 3.8 Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Характеристика балансов мощности и электроэнергии за последние 5 лет представлена в таблицах 3.10 и 3.11, МВт и Млн. кВтч.

**Таблица 3.10**

№	Показатель	2013	2014	2015	2016	2017
1	Абсолютный максимум потребления	1704	1798	1747	1847	1809
2	Средний максимум потребления за зимний период	1664	1624	1618	1642	1608
	Прирост, %	2,4	-2,4	-0,4	1,5	-2,1

**Таблица 3.11**

№	Показатель	2013	2014	2015	2016	2017
1	Потребление	11937	12104	12255	12392	12545,9
	Прирост	1,70%	1,40%	1,20%	1,10%	1,20%
2	Покрытие (производство электрической энергии)	5253	5061	5332	5191	4970,2
	Прирост	-1,60%	-3,70%	5,40%	-2,60%	-4,25%
3	Сальдо перетоков	6684	7043	6923	7201	7575,7
	Прирост	4,40%	5,40%	-1,70%	4,00%	5,20%

### 3.9 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Липецкой области

Основные показатели энерго- и электроэффективности по Липецкой области за 2013-2017 гг. представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12

Год	Энергоемкость ВРП, т.у.т/млн.руб	Электроемкость ВРП, кВт ч/тыс.руб	Потребление электроэнергии на душу населения, кВт ч/чел
2013	63,32	37,62	919,46
2014	51,89	30,4	881,97
2015	43,12	26,91	917,34
2016	41,88	25,18	956,34
2017	40,64	23,45	965,23

### 3.10 Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Липецкой области

В таблице 3.13 представлены основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Липецкой области по состоянию на 2017г.

Таблица 3.13

№	Параметр	ед. изм.	величина
1	<b>Количество ПС</b>	шт.	<b>276</b>
	500 кВ	шт.	3
	220 кВ	шт.	16
	110 кВ	шт.	94
	35 кВ	шт.	163
2	<b>Общая мощность ПС</b>	МВА	<b>15 440</b>
	500 кВ	МВА	3 507
	220 кВ	МВА	4 586
	110 кВ	МВА	6 300,9
	35 кВ	МВА	1 046,12
3	<b>Количество ТЭС</b>	шт.	<b>13</b>
4	<b>Установленная мощность ТЭС</b>	МВт	<b>1157,2</b>
5	<b>Количество воздушных линий</b>	шт.	<b>357</b>
	500 кВ	шт.	10
	220 кВ	шт.	38
	110 кВ	шт.	104
	35 кВ	шт.	208
6	<b>Протяженность воздушных линий</b>	км	<b>6 716,7</b>
	500 кВ	км	532,37
	220 кВ	км	1 065,91
	110 кВ	км	2 483,64
	35 кВ	км	2 631,12

#### 3.10.1 Общая характеристика электросетевых объектов 220 кВ и 500 кВ

В Липецкой области эксплуатируются сети 220 кВ и 500 кВ. Электрические сети 220 кВ являются системообразующими и предназначены для создания ЦП распределительных сетей 110 и 35 кВ. Сети 500 кВ являются основными в ЕЭС России, выполняя системообразующие и межсистемные связи, выдачу мощности крупнейших электростанций, электроснабжение крупных нагрузочных узлов сети 220 и 110 кВ, концентрированно расположенных потребителей нефтяной, газовой и металлургической промышленности. На территории Липецкой области

находятся три подстанций с высшим напряжением 500 кВ «Липецкая», «Борино», «Елецкая» и 16 подстанций с высшим напряжением 220 кВ, из которых только 8 ПС 220/110 кВ питают сеть 110 кВ Липецкой энергосистемы («Сокол», «Металлургическая», «Северная», «Новая», «Правобережная», «Елецкая», «Тербуны-220», «Дон»).

Основными центрами питания (далее по тексту ЦП) распределительных сетей 35-110 кВ являются: подстанции с высшим напряжением 220 кВ: Сокол, Северная, Новая, Правобережная, Дон, Елецкая, Тербуны. Подстанции напряжением 220 кВ и выше имеют два и более независимых источника питания и на всех установлено по два и более автотрансформатора, кроме ПС 220 кВ Сокол, где установлен один автотрансформатор и подстанция на напряжении 220 кВ питается по одной ВЛ 220 кВ.

Подстанция 220/110 кВ Металлургическая с установленной автотрансформаторной мощностью 2x250 МВА обеспечивает электроэнергией в основном потребителей ПАО «НЛМК» и через неё осуществляется выдача мощности Липецкой ТЭЦ-2.

Также в области имеются тяговые и компрессорные подстанции с высшим напряжением 220 кВ: Грязи-Орловские, Пост-474, Усмань тяга, Чириково, КС-29, Маяк.

В настоящее время осуществляется комплексная реконструкция ПС Правобережная с заменой всего основного оборудования. На реконструируемой подстанции планируется установка четырех автотрансформаторов по 150 МВА, из них два с напряжением обмоток 220/110/35 кВ и два с напряжением 220/110/10 кВ (два автотрансформатора на настоящий момент уже смонтированы и введены в работу).

В 2017 году введена в работу ПС 220/110/10 кВ Казинка с установленной автотрансформаторной мощностью 2x250 МВА, которая будет обеспечивать электроэнергией потребителей АО «ОЭЗ ППТ Липецк». Подключение подстанции выполнено заходами от ВЛ 220 кВ Липецкая – Металлургическая I цепь и ВЛ 220 кВ Липецкая – Металлургическая 2 цепь.

В таблице 3.14 представлена общая сводная информация по электросетевым объектам напряжением 220 и 500 кВ на территории Липецкой области.

**Таблица 3.14**

**Сводная информация по электросетевым объектам 220 и 500 кВ**

Объект	Кол-во, шт.	Мощность, МВА	Протяженность, км
<b>ВСЕГО ПС</b>	<b>19</b>	<b>8093</b>	-
<b>ПС 500 кВ</b>	<b>3</b>	<b>3507</b>	-
500/220/35	3	3507	-
<b>ПС 220 кВ</b>	<b>16</b>	<b>4586</b>	-
220/110/35/10 кВ	7	2585	-
220/110/10	2	1000	-
220/35/27,5 (тяговые)	2	120	-
220/27,5/10 (тяговые)	2	160	-
220/10 (компрессорные)	2	521	-
220/10/10	1	200	-
<b>ВЛ 500 кВ</b>	<b>10</b>	-	<b>532,37</b>
<b>ВЛ 220 кВ</b>	<b>38</b>	-	<b>1065,91</b>

**Примечание:** протяженность ВЛ указана в одноцепном исчислении.

В Приложении 1, 2 электросетевые объекты напряжением 220 кВ и 500 кВ, находящиеся на территории Липецкой области: подстанции, линии электропередач, и их основные параметры.



### 3.10.2 Общая характеристика электросетевых объектов 110 кВ

Подстанции 110 кВ предназначены для создания ЦП распределительных сетей как 35 кВ так и 6-10 кВ. Подстанции класса напряжения 110 кВ предназначены для электроснабжения потребителей крупных предприятий и населённых пунктов.

В таблице 3.15 представлена общая сводная информация по электросетевым объектам напряжением 110 кВ.

Таблица 3.15

Сводная информация по электросетевым объектам 110 кВ

Объект	Кол-во, шт	Мощность, МВА	Протяженность, км
<b>ПС 110 кВ:</b>	<b>94</b>	<b>6300,9</b>	-
в том числе:			-
110/35/6 кВ	6	455,1	-
110/35/10 кВ	28	1049,8	-
110/35/27,5 кВ	3	240	
110/35	1	320	
110/6 кВ	17	935,3	-
110/10 кВ	33	2459,7	-
110/10/6 кВ	6	841	
<b>ЛЭП 110 кВ:</b>	<b>104</b>	-	<b>2483,64</b>

**Примечание:** протяженность ВЛ указана в одноцепном исчислении.

В Приложении 3, 4 представлены электросетевые объекты напряжением 110 кВ находящиеся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», подстанции и линии электропередач, и их основные параметры.

В Приложении 5 представлены электросетевые объекты напряжением 110 кВ находящиеся на балансе сторонних организаций, подстанции и линии электропередач, и их основные параметры.

Срок службы электросетевых объектов определяется стандартом исходя из усредненного экономически целесообразного времени службы основных фондов (с учетом морального износа) и в основном соответствует амортизационному периоду. Для ВЛ 110 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах стандарт устанавливает срок службы 45 лет по объекту в целом, исходя из долговечности наиболее употребляемых марок проводов, для ВЛ на деревянных опорах – 20-25 лет, исходя из физического износа опор. Для ПС, согласно соответствующим стандартам, сроки использования основного оборудования ПС до списания составляют не менее 25 лет. На практике необходимость реконструкции ПС часто возникает и по условиям морального износа. В таблицах 3.16 и 3.17 представлена сводная информация о сроках службы основных электросетевых объектов.

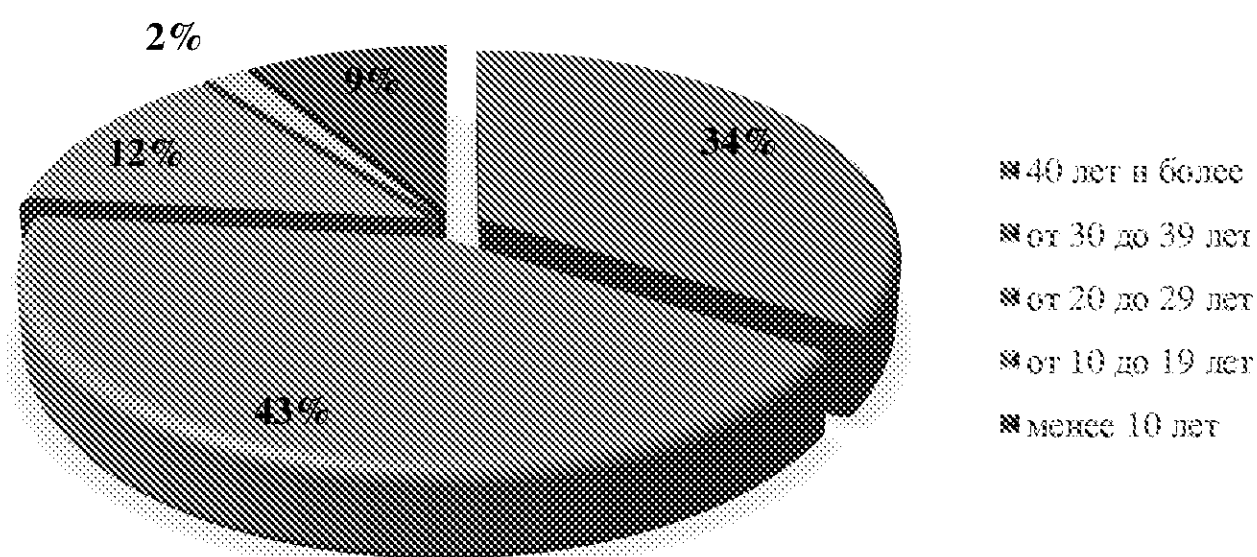
Таблица 3.16

Срок службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»  
(исходным годом считать 2018 г.)

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебедянский участок		Всего по области	
	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
<b>40 лет и более</b>	10	37,04	7	50,00	2	13,33	19	33,93%
<b>от 30 до 39 лет</b>	13	48,15	2	14,29	9	60,00	24	42,86%

от 20 до 29 лет	2	7,41	2	14,29	3	20,00	7	12,50%
от 10 до 19 лет	0	0,00	1	7,14	0	0,00	1	1,79%
менее 10 лет	2	7,41	2	14,29	1	6,67	5	8,93%
<b>ИТОГО</b>	<b>27</b>	<b>100,00%</b>	<b>14</b>	<b>100,00%</b>	<b>15</b>	<b>100,00%</b>	<b>56</b>	<b>100,00%</b>

На диаграмме (рисунок 3.5) представлено процентное соотношение по срокам службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго».



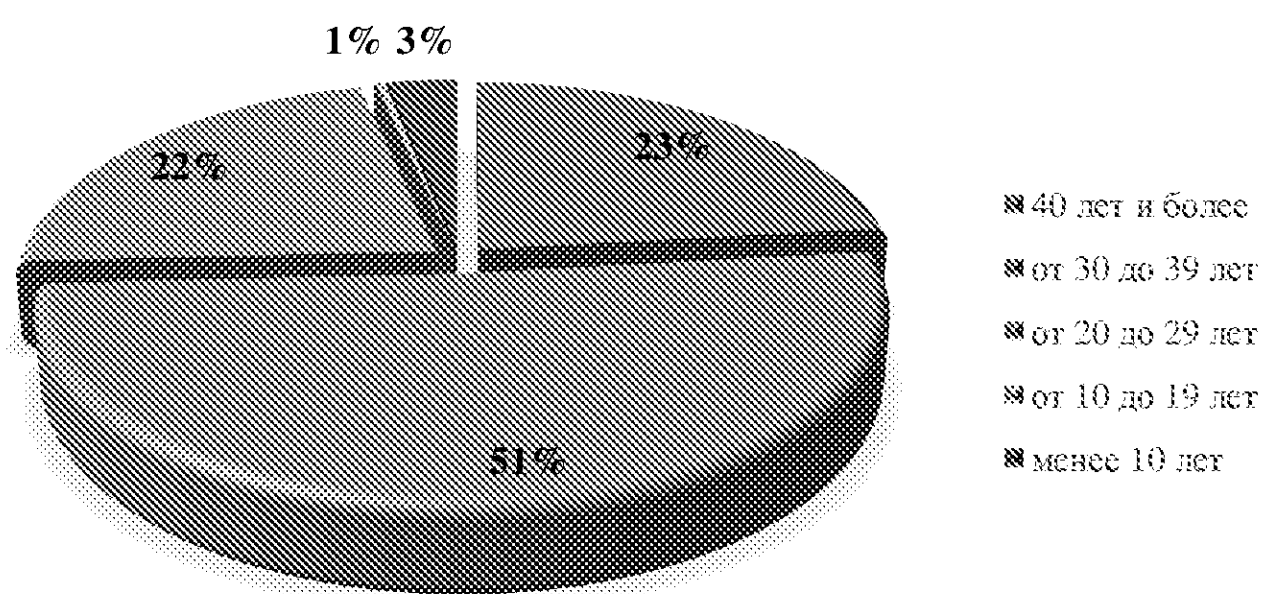
**Рисунок 3.5. Диаграмма процентного соотношения по срокам службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»**

**Таблица 3.17**

**Срок службы ЛЭП 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго» (исходным годом считать 2017 г.)**

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебедянский участок		Всего по области	
	км	%	км	%	км	%	км	%
40 лет и более	211,75	24,70%	190,42	26,16%	145,15	18,83%	547,32	23,23%
от 30 до 39 лет	476,63	55,59%	322,46	44,30%	402,07	52,16%	1201,16	50,98%
от 20 до 29 лет	159,88	18,65%	204,82	28,14%	160,28	20,79%	524,98	22,28%
от 10 до 19 лет	0	0,00%	9,48	1,30%	0	0,00%	9,48	0,40%
менее 10 лет	9,12	1,06%	0,701	0,10%	63,29	8,21%	73,111	3,10%
<b>Всего</b>	<b>857,38</b>	<b>100,00%</b>	<b>727,881</b>	<b>100,00%</b>	<b>770,79</b>	<b>100,00%</b>	<b>2356,05</b>	<b>100%</b>

На диаграмме (рисунок 3.6) представлено процентное соотношение по срокам службы ЛЭП 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго».



**Рисунок 3.6. Диаграмма процентного соотношения по срокам службы ВЛ 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»**

На надёжность электроснабжения потребителей, кроме технического состояния и технического уровня электросетевых объектов, как было отмечено выше, также оказывает влияние схема присоединения электросетевых объектов к сети и конфигурация их связывающей сети. В таблицах 3.18 и 3.19 приведена общая статистика по типам присоединения подстанций к сети и по конфигурации сети.

**Таблица 3.18**

**Количество ПС, присоединенных к разным типам конфигурации сети**

Количество ПС 110 кВ, шт (всего 56 шт)				
Тип сети	Узловая	Замкнутая	Кольцевая	Радиальная
Липецкие ЭС (всего 27 шт)		14		13
Елецкие ЭС (всего 14 шт)		7		7
Лебедянские ЭС (всего 15 шт)		15		
<b>Итого: шт.</b>		<b>36</b>		<b>20</b>
<b>в %</b>	-	<b>64,29%</b>	-	<b>35,71%</b>

**Таблица 3.19**

**Количество ПС, имеющих разные типы присоединения к сети**

Количество ПС 110 кВ, шт (всего 56 шт)				
Тип присоединения	Узловая	Проходная	Ответвительная	Тупиковая
Липецкие ЭС (всего 27 шт)		7	12	8
Елецкие ЭС (всего 14 шт)		2	7	5
Лебедянские ЭС (всего 15 шт)		7	4	4
<b>Итого: шт.</b>	<b>0</b>	<b>16</b>	<b>23</b>	<b>17</b>
<b>в %</b>	<b>0,00%</b>	<b>28,57%</b>	<b>41,07%</b>	<b>30,36%</b>

Как видно из таблицы 3.18, для сети 110 кВ «замкнутый» тип сети является преобладающим (64,29%), реже используется «радиальный» тип сети (35,71%).

По мере уменьшения надежности, типы конфигурации сети располагаются в следующей последовательности: «узловая», «замкнутая» опирающаяся на два ЦП, замкнутая – «кольцевая» – опирающаяся на один ЦП и «радиальная».

Количество ПС, имеющих разные типы присоединения к сети, представлено в таблице 3.19. Таблица 3.19 показывает общую статистику типов присоединения подстанций к сети 110 кВ. Для сети 110 кВ основным типом присоединения подстанций к сети является «ответвительная».

В таблице 3.20 представлена сводная информация по :

- отсутствию РПН на трансформаторах подстанций;
- отсутствию резервного питания ПС по высокой стороне;
- количеству однострансформаторных подстанций;
- подстанциям, РУ 110 кВ которых выполнены (полностью или частично) на ОД и КЗ.

**Таблица 3.20**

Показатель	Количество подстанций находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	
	110 кВ (всего 56 шт.)	
	единица измерения	
	шт.	%
Отсутствие РПН (на всех или на нескольких трансформаторах)	ПС 110 кВ Липецкого участка (110 кВ - 27 шт.)	
	–	–
	ПС 110 кВ Елецкого участка (110 кВ - 14 шт.)	
	2	14,3%
	ПС 110 кВ Лебедянского участка (110 кВ - 15 шт.)	
	–	–
	<b>Итого</b>	
	<b>2</b>	<b>3,57%</b>
Отсутствие резервного питания ПС по высокой стороне	ПС 110 кВ Липецкого участка (110 кВ - 27 шт.)	
	–	–
	ПС 110 кВ Елецкого участка (110 кВ - 14 шт.)	
	2	14,3%
	ПС 110 кВ Лебедянского участка (110 кВ - 15 шт.)	
	4	26,7
	<b>Итого</b>	
	<b>5</b>	<b>8,9%</b>
Однострансформаторные подстанции	ПС 110 кВ Липецкого участка (110 кВ - 27 шт.)	
	1	3,7%
	ПС 110 кВ Елецкого участка (110 кВ - 14 шт.)	
	1	7,1
	ПС 110 кВ Лебедянского участка (110 кВ - 15 шт.)	
	2	13,3%
	<b>Итого</b>	
	<b>4</b>	<b>7,1%</b>
Подстанции, РУ 110 кВ которых выполнены на ОД и КЗ (полностью или частично)	ПС 110 кВ Липецкого участка (110 кВ - 27 шт.)	
	11	40,7%
	ПС 110 кВ Елецкого участка (110 кВ - 14 шт.)	
	5	35,7%
	ПС 110 кВ Лебедянского участка (110 кВ - 15 шт.)	
	3	20%
	<b>Итого</b>	
	<b>19</b>	<b>33,9%</b>



Отсутствие РПН на трансформаторах ухудшает надежность электроснабжения при необходимости регулировать напряжение на шинах НН подстанции. При необходимости повысить или понизить напряжение (при наличии ПБВ) необходимо отключение трансформатора от сети. Замена трансформаторов старых моделей на более современные позволяет регулировать напряжение без вывода трансформатора из сети.

Отсутствие резервного питания по высокой стороне (110 кВ) подстанции снижает надежность электроснабжения. При повреждении ЛЭП, подстанция оказывается отключенной до момента устранения неполадки.

Отсутствие второго трансформатора также, как отсутствие резервного питания по стороне 110 кВ снижает надежность электроснабжения. Повреждение трансформатора вызывает перебои в электроснабжении, на время необходимое на его замену или восстановление работоспособности.

Согласно представленным данным, на части (33,9%) подстанций 110 кВ филиала «Липецкэнерго», в схемах РУ 110 кВ имеет место применение отделителей и короткозамыкателей. Данное оборудование: отделители и короткозамыкатели, морально устарело и его использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. При выполнении реконструкции, расширения или технического перевооружения на ПС 110 кВ, где в схеме первичных соединений установлены отделители и короткозамыкатели, необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели.

В таблицах 3.21 и 3.22 представлены электросетевые объекты напряжением 110 кВ, находящиеся на балансе АО «ОЭЗ ППТ «Липецк», подстанции и линии электропередачи и их основные параметры.

**Таблица 3.21**

**ПС 110 кВ, находящиеся на балансе АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»**

№	Наименование	Напряжение, кВ	Год ввода ПС	Тех. состояние	Трансформаторы					Схема РУ 110 кВ
					№	Тип	Мощность, МВА	Год ввода	Тех. Сост.	
1	ОЭЗ	110/10/10	2007	хор.	T1	ТРДН	40	2007	хор.	110-5АН
		T2			ТРДН	40	2007	хор.		

**Таблица 3.22**

**ВЛ 110 кВ, находящиеся на балансе АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»**

№	Наименование ЛЭП 110 кВ	Марка провода/кабеля	Количество цепей	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Тех. сост.
1	Отпайка ВЛ 110 кВ Двуречки Левая Отпайка ВЛ 110 кВ Двуречки Правая	АС-150	2	0,09	2007	хор.
2	КЛ-110 кВ «Йокохама»	АПВнг 1*185	1	3,57	2017	хор.

### 3.10.3 Общая характеристика электросетевых объектов 35 кВ

Подстанции 35 кВ предназначены для питания распределительных сетей 6-10 кВ. Гораздо реже используется трансформация 35/0,4 кВ для прямой передачи в сеть потребителей. Подстанции класса напряжения 35 кВ используются в основном в сельской местности, реже на промышленных предприятиях и в городах.

В таблице 3.23 представлена общая сводная информация по электросетевым объектам напряжением 35 кВ, находящимся на территории Липецкой области.

В таблице 3.24 представлена общая сводная информация по электросетевым объектам напряжением 35 кВ, находящимся на балансе АО «ЛГЭК».

Таблица 3.23

#### Сводная информация по электросетевым объектам 35 кВ

Объект	Кол-во, шт.	Мощность, МВА	Протяженность, км
<b>ПС 35 кВ:</b>	<b>163</b>	<b>1046,12</b>	
в том числе:			
35/0,4 кВ	4	5,52	
35/6 кВ	19	157,8	
35/10 кВ	139	850,8	
35/10/6 кВ	1	32	
<b>ВЛ 35 кВ:</b>	<b>208</b>		<b>2 631,12</b>
Из них на двухцепных опорах, с подвеской двух цепей			
35 кВ	29		399,94
<b>КЛ 35 кВ:</b>	<b>1</b>		<b>0,4</b>

**Примечание:** протяженность ВЛ указана в одноцепном исчислении.

Таблица 3.24

#### Сводная информация по электросетевым объектам 35 кВ, находящимся на балансе АО «ЛГЭК»

Объект	Кол-во, шт.	Мощность, МВА	Протяженность, км
<b>ПС 35 кВ:</b>	<b>3</b>	<b>61,5</b>	
в том числе:			
35/10/6 кВ	1	32	
35/6 кВ	2	29,5	
<b>ВЛ 35 кВ:</b>	<b>2</b>		<b>16,46</b>
Из них на двухцепных опорах, с подвеской двух цепей			
35 кВ	2		16,46

**Примечание:** протяженность ВЛ указана в одноцепном исчислении.

В Приложении 6, 7 представлены электросетевые объекты напряжением 35 кВ, находящиеся на балансе филиала «Липецкэнерго», подстанции и линии электропередач и их основные параметры.

В таблицах 3.25 и 3.27 представлены электросетевые объекты напряжением 35 кВ, находящиеся на балансе АО «ЛГЭК», подстанции и линии электропередач и их основные параметры. В таблицах 3.26 и 3.28 представлены электросетевые объекты напряжением 35 кВ, находящиеся на балансе прочих организаций.

Таблица 3.25

## ПС 35 кВ, находящиеся на балансе АО «ЛГЭК»

№	Наименование подстанции (классы напряжения)	Год ввода электроустановки в эксплуатацию	Адрес электроустановки	Установленные силовые трансформаторы	Год ввода трансформатора в эксплуатацию
1	ПС 35/10/6 кВ Город	1939	ул. Кузнечная, д. № 1 (территория КЭС АО «ЛГЭК»)	ТДТН-16000/35/10/6	2010
		(в 2010 реконструирована)		ТДТН-16000/35/10/6	2010
2	ПС 35/6 кВ Студеновская	1971	ул. Энгельса, за домом № 2	ТДНС-10000/35/6	1971
				ТДНС-10000/35/6	1971
3	ПС 35/6 кВ Водозабор-2	1998	ул. Папина, территория водозабора № 2	ТМ-6300/35/6	1978
				ТМ-3200/35/6	1965

Таблица 3.26

## ПС 35 кВ, находящиеся на балансе других организаций

Собственник	ПС 35/6-10 кВ	Мощность трансформаторов, кВА
ОАО «Асфальтобетонный завод»	35/0,4 кВ АБЗ	T1 / 630
АООТ «ЛАКТО»	35/10 кВ СОМ	T1 / 1600
	35 кВ Стальконструкция	T1 / 4000
	35 кВ Стройдеталь	T1 / 1000
		T2 / 630
		T3 / 630
	35 кВ Силикатный з-д	T1 / 10000
		T2 / 10000
	35 кВ Эковент	T1 / 630
		T2 / 1000
ПАО «НЛМК»	35/6 кВ Боринский водозабор	T1 / 1600
		T2 / 1600
ПАО «НЛМК»	35/10 кВ Пионерская	T1 / 6300
		T2 / 6300
ОАО «Казинский пищевой комбинат»	ПС 35/6 кВ КПК	T1 / 4000
		T2 / 4000
	ПС 35 кВ Добринский сахарный з-д	T1 / 1600
		T2 / 1600
	ПС 35/10кВ Литейная	T1 / 2500
ОАО ЛОЭЗ «Гидромаш»	ПС 35/10 кВ ЛОЭЗ	T1 / 4000
		T2 / 4000
		T3 / 6300
филиал ОАО «РЖД» Ю.В.Ж.Д.	ПС 35 кВ Грязи ж/д	T1 / 3200
		T2 / 3200
ЗАО «Рождественский карьер»	ПС 35/10 кВ Рождество	T1 / 4000
		T2 / 2700
	ПС 35/10 кВ Сахзавод	T1/1600
ОП «Задонск-Агротест»	35/0,4 кВ СХТ	T / 1000
ФГУ ИК-4 УФСИН РФ по Липецкой обл.	35/6 кВ ИТК	T / 4000

Таблица 3.27

## ВЛ 35 кВ, находящиеся на балансе АО «ЛГЭК»

№	Наименование ЛЭП 35 кВ	Марка провода/кабеля	Количество цепей	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию
1	ПС Бугор – ПС ЦРП-Город с отпайкой на ПС Водозабор-2	АС-95,70	2	4,43	1962
2	ПС Цементная – ПС Студеновская	АС-50	2	3,8	1967

Таблица 3.28

## ВЛ 35 кВ, находящиеся на балансе сторонних потребителей

№	ВЛ	Наименование ВЛ	Марка провода	Протяженность, км
1	Ответвление на АБЗ			2
2	Ответвление на СОМ		АС-70	2,3
3	Ответвление на Стальконструкция СТК		АС-120	1,6
4	Ответвление на Стройдеталь СТД			1
5	Ответвление на Силикатный завод			1
6	Ответвление на Эковент			1
7	Борино-Пионерская	Сухоборье-левая		8,8
8	Борино-Пионерская с отвл на Грязное	Сухоборье-правая	АС-95	8,8
9	Усмань-Литейная	Литейная-левая	АС-95	2,5
10	Пост 474-Грязи ж/д	Грязи ж/д	АС-95	5,2
11	Ответвления на ИТК от Елец-220 – Восточная правая		АС-95	1,4

По данным АО «ЛГЭК» электросетевое оборудование, находящееся на балансе компании находится в удовлетворительном состоянии. В таблице 3.29 и 3.30 представлен перечень ПС 35 кВ и ВЛ 35 кВ АО «ЛГЭК», находящихся в эксплуатации больше нормативного срока.

Таблица 3.29

## Техническое состояние ПС 35 кВ АО «ЛГЭК», находящихся в эксплуатации больше нормативного срока

№	Наименование подстанции (классы напряжения)	Год ввода электроустановки в эксплуатацию	Адрес электроустановки	Установленные силовые трансформаторы	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Тех. сост.
1	ПС Студеновская 35/6 кВ	1971	ул. Энгельса, за домом № 2	ТДНС-10000/35/6	1971	удовл.
				ТДНС-10000/35/6	1971	удовл.
2	ПС Водозабор-2 35/6 кВ	1998	ул. Папина, территория водозабора № 2	ТМ-6300/35/6	1978	удовл.
				ТМ-3200/35/6	1965	удовл.



**Техническое состояние ВЛ 35 кВ АО «ЛГЭК», находящихся в эксплуатации  
больше нормативного срока**

№	Наименование ЛЭП 35 кВ	Марка провода/кабеля	Количество цепей	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Тех. сост.
1	ПС Бугор – ПС ЦРП-Город с отпайкой на ПС Водозабор-2	АС-95,70	2	4,43	1962	удовл.
2	ПС Цементная – ПС Студеновская	АС-50	2	3,8	1967	удовл.

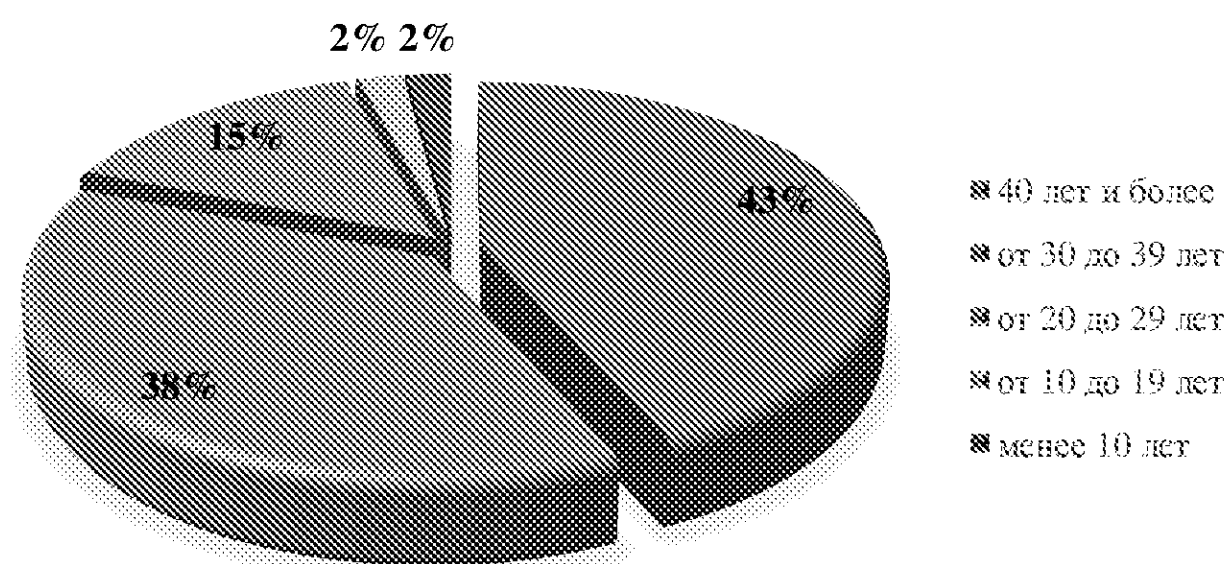
Срок службы электросетевых объектов определяется стандартом исходя из усредненного экономически целесообразного времени службы основных фондов (с учетом морального износа) и в основном соответствует амортизационному периоду. Для ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах стандарт устанавливает срок службы 45 лет по объекту в целом, исходя из долговечности наиболее употребляемых марок проводов, для ВЛ на деревянных опорах – 20-25 лет, исходя из физического износа опор. Для ПС, согласно соответствующим стандартам, сроки использования основного оборудования ПС до списания составляют не менее 25 лет. На практике необходимость реконструкции ПС часто возникает и по условиям морального износа. В таблицах 3.31 и 3.32 и на рисунках 3.7 и 3.8 представлена информация о сроках службы основных электросетевых объектов напряжением 35 кВ филиала «Липецкэнерго».

На надёжность электроснабжения потребителей кроме технического состояния и технического уровня электросетевых объектов, как было отмечено выше, также оказывает влияние схема присоединения электросетевых объектов к сети и конфигурация их связывающей сети. В таблицах 3.33 и 3.34 приведена общая статистика по типам присоединения подстанций к сети и по конфигурации сети.

Таблица 3.31

**Срок службы ПС 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»  
(исходным годом считать 2018 г.)**

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебединский участок		Всего по области	
	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
<b>40 лет и более</b>	31	48,44	17	37,78	14	41,18	62	43,36
<b>от 30 до 39 лет</b>	21	32,81	21	46,67	12	35,29	54	37,76
<b>от 20 до 29 лет</b>	8	12,50	6	13,33	7	20,59	21	14,69
<b>от 10 до 19 лет</b>	1	1,56	1	2,22	1	2,94	3	2,10
<b>менее 10 лет</b>	3	4,69	0	0,00	0	0,00	3	2,10
<b>ИТОГО</b>	64	100	45	100	34	100	143	100

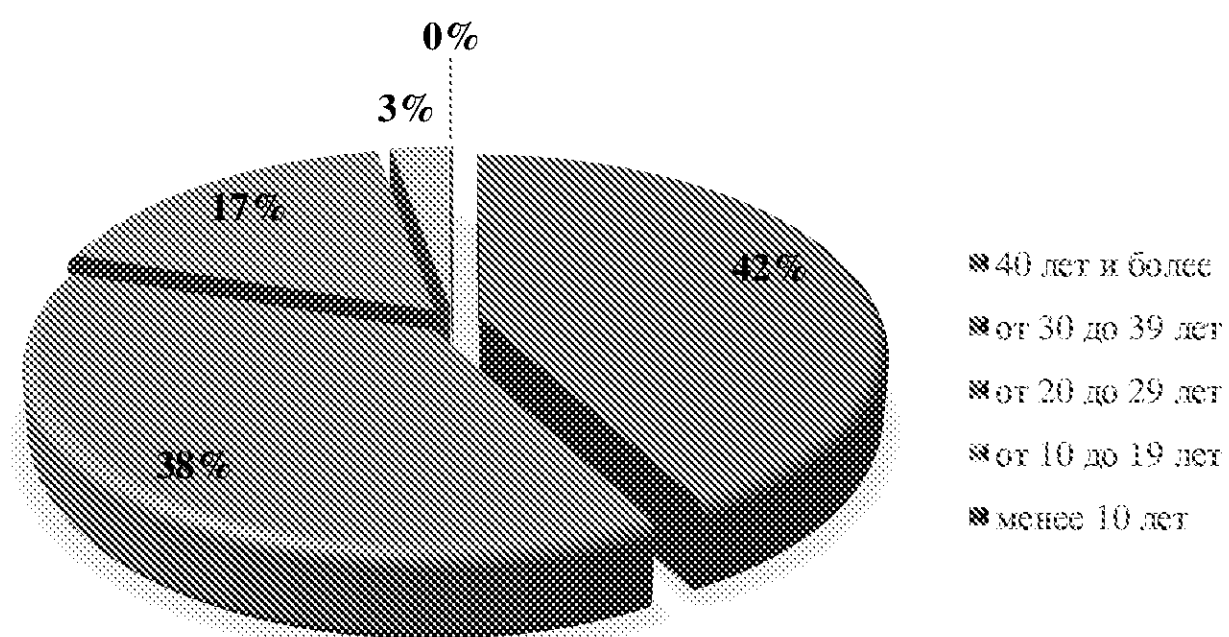


**Рисунок 3.7** Диаграмма срока службы ПС 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

**Таблица 3.32**

**Срок службы ВЛ 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»**  
(исходным годом считать 2017 г.)

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебедянский участок		Всего по области	
	Длина	%	Длина	%	Длина	%	Длина	%
<b>40 лет и более</b>	410,95	41,54%	280,00	36,21%	392,47	48,06%	1083,42	42,01%
<b>от 30 до 39 лет</b>	407,63	41,21%	283,24	36,63%	290,51	35,58%	981,38	38,05%
<b>от 20 до 29 лет</b>	122,47	12,38%	197,08	25,48%	123,91	15,17%	443,45	17,19%
<b>от 10 до 19 лет</b>	44,50	4,50%	13,03	1,68%	9,67	1,18%	67,20	2,61%
<b>менее 10 лет</b>	3,65	0,37%	0,00	0,00%	0,00	0%	3,65	0,14%
<b>ИТОГО</b>	<b>989,19</b>	<b>100,00%</b>	<b>773,34</b>	<b>100,00%</b>	<b>816,56</b>	<b>100,00%</b>	<b>2579,09</b>	<b>100,0%</b>



**Рисунок 3.8** Диаграмма срока службы ВЛ 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

Таблица 3.33

## Количество ПС, присоединенных к разным типам конфигурации сети

Количество ПС 35 кВ, шт (всего 143 шт.)				
Тип сети	Узловая	Замкнутая	Кольцевая	Радиальная
Липецкие ЭС (всего 64 шт)	19	41	-	4
Елецкие ЭС (всего 45 шт)	23	17	-	5
Лебедянские ЭС (всего 34 шт)	12	22	-	-
<b>Итого: шт.</b>	<b>54</b>	<b>80</b>	<b>-</b>	<b>9</b>
<b>в %</b>	<b>37,77%</b>	<b>55,94%</b>		<b>6,29%</b>

Таблица 3.34

## Количество ПС, имеющих разные типы присоединения к сети

Количество ПС 35 кВ, шт (всего 143 шт.)				
Тип присоединения	Узловая	Ответвительная	Проходная	Тупиковая
Липецкие ЭС (всего 64 шт)	6	11	43	4
Елецкие ЭС (всего 45 шт)	6		31	8
Лебедянские ЭС (всего 34 шт)	3		31	-
<b>Итого: шт.</b>	<b>15</b>	<b>11</b>	<b>105</b>	<b>12</b>
<b>в %</b>	<b>10,49%</b>	<b>7,69%</b>	<b>73,43</b>	<b>8,39%</b>

Как видно из таблицы 3.33 для сети 35 кВ «замкнутый» тип сети является преобладающим (55,94%), реже используется «узловой» тип сети (37,77%).

По мере уменьшения надежности типы конфигурации сети располагаются в следующей последовательности: «узловая», «замкнутая» опирающаяся на два ЦП, замкнутая – «кольцевая» – опирающаяся на один ЦП и «радиальная».

Количество ПС, имеющих разные типы присоединения к сети, представлено в таблице 3.34. Таблица 3.34 показывает общую статистику типов присоединения подстанций к сети 35 кВ. Для сети 35 кВ основным типом присоединения подстанций к сети является «проходная».

Подстанции АО «ЛГЭК» подключены к сети по радиальному типу.

В таблице 3.35 представлена сводная информация:

- по отсутствию РПН на трансформаторах подстанций;
- отсутствия резервного питания ПС по высокой стороне;
- по количеству однитрансформаторных подстанций;
- подстанциям РУ 35 кВ которых выполнены (полностью или частично) на ОД и КЗ.

Таблица 3.35

Показатель	Количество подстанций 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго» (всего 143 шт.)	
	единица измерения	
	шт.	%
Отсутствие РПН (на всех или на нескольких трансформаторах)	ПС 35 кВ Липецкого участка службы подстанций (64шт.)	
	40	62,5%
	ПС 35 кВ Елецкого участка службы подстанций (45 шт.)	
	24	53,3%
	ПС 35 кВ Лебедянского участка службы подстанций (34 шт.)	
	23	67,65%
<b>Итого</b>	<b>87</b>	<b>60,84%</b>
Отсутствие резервного питания ПС по стороне 35 кВ	ПС 35 кВ Липецкого участка службы подстанций (64 шт.)	
	9	14,06%
	ПС 35 кВ Елецкого участка службы подстанций (45 шт.)	
	6	13,33%
	ПС 35 кВ Лебедянского участка службы подстанций (34 шт.)	
	-	-
<b>Итого</b>	<b>15</b>	<b>10,49%</b>
Однотрансформаторные подстанции	ПС 35 кВ Липецкого участка службы подстанций (64 шт.)	
	9	14,06%
	ПС 35 кВ Елецкого участка службы подстанций (45 шт.)	
	8	17,78%
	ПС 35 кВ Лебедянского участка службы подстанций (34 шт.)	
	5	14,7%
<b>Итого</b>	<b>22</b>	<b>15,38%</b>
Подстанции, РУ 35 кВ которых выполнены на ОД и КЗ (полностью или частично)	ПС 35 кВ Липецкого участка службы подстанций (64 шт.)	
	22	34,38%
	ПС 35 кВ Елецкого участка службы подстанций (45 шт.)	
	25	55,56%
	ПС 35 кВ Лебедянского участка службы подстанций (34 шт.)	
	17	50,0%
<b>Итого</b>	<b>64</b>	<b>44,76%</b>

Отсутствие РПН на трансформаторах ухудшает надежность электроснабжения при необходимости регулировать напряжение на шинах НН подстанции. При необходимости повысить или понизить напряжение (при наличии ПБВ) необходимо отключение трансформатора от сети. Замена трансформаторов старых моделей (ТМ, ТАМ) на более современные (ТМН) позволит регулировать напряжение без вывода трансформатора из сети.

Отсутствие резервного питания по высокой стороне (35 кВ) подстанции снижает надежность электроснабжения. При повреждении ЛЭП, подстанция оказывается отключенной до момента устранения неполадки. Из 15 ПС 35 кВ, с одним питанием по стороне 35 кВ, только 6 имеют возможность перераспределить часть подключаемой мощности по сетям связи низкого напряжения.

Отсутствие второго трансформатора также, как отсутствие резервного питания по стороне 35 кВ снижает надежность электроснабжения. Повреждение трансформатора вызывает перебои в электроснабжении, на время необходимое на его замену или



восстановление работоспособности. Из 22 ПС 35 кВ с установленным одним трансформатором, только у 11-ти имеется возможность перераспределить часть подключаемой мощности по сетям связи низкого напряжения.

Согласно представленным данным, практически на половине (44,76%) подстанций 35 кВ филиала «Липецкэнерго» в схемах РУ 35 кВ имеет место применение отделителей и короткозамыкателей. Данное оборудование: отделители и короткозамыкатели, морально устарело и его использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. При выполнении реконструкции, расширения или технического перевооружения на ПС 35 кВ, где в схеме первичных соединений установлены отделители и короткозамыкатели, рекомендуется произвести их замену на элегазовые выключатели. На нескольких подстанциях при подключении трансформаторов применены плавкие предохранители, что также снижает надежность электроснабжения потребителей.

### 3.11 Внешние электрические связи энергосистемы Липецкой области

Внешние электрические связи 110 – 500 кВ энергосистемы Липецкой области с соседними энергосистемами представлены в таблице 3.36.

Таблица 3.36

№	Наименование присоединения
1	<b>Липецкая энергосистема – Рязанская энергосистема</b>
1.1	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Западная
1.2	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Восточная
2	<b>Липецкая энергосистема – Тамбовская энергосистема</b>
2.1	ВЛ 500 кВ Липецкая – Тамбовская
2.2	ВЛ 220 кВ Липецкая – Мичуринская 1 цепь
2.3	ВЛ 220 кВ Липецкая – Котовская
2.4	ВЛ 220 кВ Липецкая – Мичуринская 2 цепь
2.5	ВЛ 110 кВ Первомайская – Компрессорная
3	<b>Липецкая энергосистема – Воронежская энергосистема</b>
3.1	ВЛ 500 кВ Борино – Воронежская
3.2	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС
3.3	ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая
3.4	ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья
3.5	ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая
4	<b>Липецкая энергосистема – Брянская энергосистема</b>
4.1	ВЛ 500 кВ Белобережская – Елецкая
5	<b>Липецкая энергосистема – Орловская энергосистема</b>
5.1	ВЛ 220 кВ Елецкая – Ливны
5.2	ВЛ 220 кВ Елецкая 220 – Ливны с отпайкой на ПС 220 Тербуны
6	<b>Липецкая энергосистема – Курская энергосистема</b>
6.1	ВЛ 110 кВ Набережное – Касторное
7	<b>Липецкая энергосистема – Волгоградская энергосистема</b>
7.1	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Восточная
7.2	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС

На рисунке 3.9 представлена блок-схема внешних электрических связей 110-500 кВ энергосистемы Липецкой области.

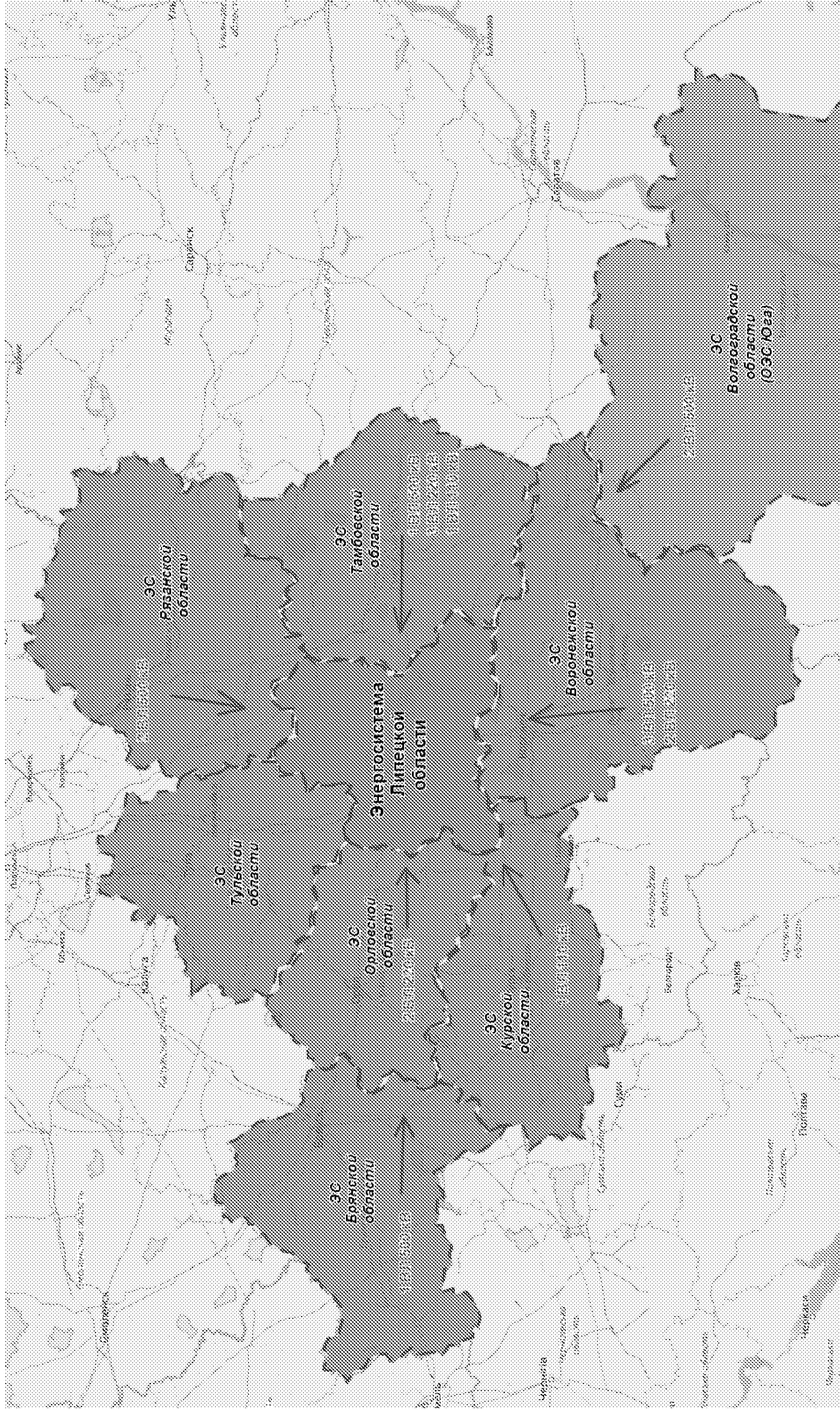


Рисунок 3.9. Схема внешних электрических связей 110-500 кВ энергосистемы Липецкой области

### 3.12 Показатели, характеризующие деятельность филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»

Показатели, характеризующие деятельность филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго», представлены в таблице 3.37.

Таблица 3.37

№ п/п	Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	
1	Уровень потерь электроэнергии в сети, %	110 кВ	3,3	3,14	3,26	3,94	2,99
		35 кВ	8,04	8	8,31	12,35	5,96
2	Величина недоотпуска, МВт×час	68,55	51,97	235,83	149,33	163,11	
3	Аварийность, аварий/1000 у.е.	5,08	3,54	2,44	2,53	2,54	
4	Износ оборудования, %	66,66	68,85	69,3	64,23	65,16	
5	Число центров питания с ограниченной пропускной способностью/общее количество центров питания, %	11	13	14	23	21	
6	Загрузка центров питания/ установленная мощность центров питания, %	25	25	27	31	31	

### 3.13 Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций

В таблице 3.38 приведены плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей всех классов напряжения Липецкой области.

Таблица 3.38

№№	Наименование показателя	Фактическое значение показателя за 2017 год	Плановые значения показателя на долгосрочный период регулирования					2023 год
			2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	
1	АО "Оборонэнерго"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0	0	0	0	0	0	0
2	ПАО "НЛМК"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0	0	0	0	0	0	0
3	ООО "Техноинжиниринг"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0,045	0	0	0	0	0	0

№№	Наименование показателя	Фактическое значение показателя за 2017 год	Плановые значения показателя на долгосрочный период регулирования					2023 год
			2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	
4	ООО "Лонгричбизнес"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0,1801	0	0	0	0	0	0
5	ОАО "Липецкое торгово-промышленное объединение"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0	0	0	0	0	0	0
6	Филиал ПАО "МРСК-Центра"- "Липецкэнерго"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0,0753	0,0742	0,0576	0,0568	0,0559	0,055	0,055
7	ОАО "РЖД"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0,0728	0,0718	0,0707	0,0696	0,0686	0,0676	0,0676
8	АО "ОЭЗ ППТ "Липецк"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0	0	0	0	0	0	0
9	ООО "Липецкий силикатный завод"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0	0	0	0	0	0	0
10	ОАО "Завод Железобетон"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0	0	0	0	0	0	0
11	АО "ЛГЭК"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи	0,1435	0,1413	0,1392	0,1371	0,1351	0,1331	0,1331



№№	Наименование показателя	Фактическое значение показателя за 2017 год	Плановые значения показателя на долгосрочный период регулирования					
			2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
	электрической энергии (Пп)							
12	ООО "ЛТК "Свободный сокол"							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0	0	0	0	0	0	

## 4 ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

### 4.1 Анализ загрузки ПС 220 – 500 кВ Липецкой энергосистемы в отчетном году

В таблицах 4.1 – 4.4 представлены данные по загрузке трансформаторного оборудования ПС 220 – 500 кВ Липецкой энергосистемы в отчетный год в зимний и летний максимум, зимний и летний минимум по данным зимнего и летнего контрольного замера.

Исходя из данных, представленных в таблицах 4.1 – 4.4, загрузка трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ – 500 кВ Липецкой энергосистемы в нормальном режиме не превышала:

- в зимний максимум 61,94% от номинальной мощности трансформатора;
- в зимний минимум 49,05% от номинальной мощности трансформатора;
- в летний максимум 55,85% от номинальной мощности трансформатора;
- в летний минимум 45,19% от номинальной мощности трансформатора.

Уровни напряжений на ПС 220 – 500 кВ Липецкой энергосистемы находились в допустимых пределах.

**Таблица 4.1**

#### Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220 – 500 кВ Липецкой энергосистемы в отчетный год (зимний максимум)

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	175,18	34,97
		АТ-2	501	174,98	34,93
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	115,79	23,11
		АТ-2	501	115,29	23,01
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	175,02	34,93
		АТ-2	501	177,41	35,41
		АТ-3	501	177,38	35,41
4	ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	250	84,88	33,95
		АТ-2	250	83,66	33,46
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	64,58	25,83
		АТ-2	250	64,90	25,96
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	80,57	40,28
		АТ-2	200	80,56	40,28
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	125	-	-
		АТ-2	125	68,63	54,91
		АТ-3	125	76,17	60,94
8	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	54,51	43,61
9	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	43,44	34,75
		АТ-2	125	40,58	32,46
		АТ-3	125	50,60	40,48
10	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	25,87	20,69
		АТ-2	125	7,38	5,90
11	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	50,59	40,47
		АТ-2	125	52,65	42,12

Таблица 4.2

**Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220 – 500 кВ Липецкой  
энергосистемы в отчетный год (зимний минимум)**

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	142,80	28,50
		АТ-2	501	142,70	28,48
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	103,24	20,61
		АТ-2	501	102,54	20,47
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	120,45	24,04
		АТ-2	501	124,05	24,76
		АТ-3	501	124,09	24,77
4	ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	250	84,43	33,77
		АТ-2	250	83,40	33,36
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	49,11	19,64
		АТ-2	250	49,33	19,73
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	71,00	35,50
		АТ-2	200	70,90	35,45
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	125	-	-
		АТ-2	125	54,48	43,58
		АТ-3	125	61,32	49,05
8	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	42,42	33,94
9	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	37,25	29,80
		АТ-2	125	42,91	34,33
		АТ-3	125	35,65	28,52
10	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	15,52	12,42
		АТ-2	125	2,83	2,26
11	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	48,02	38,41
		АТ-2	125	49,79	39,83

Таблица 4.3

**Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220 – 500 кВ Липецкой  
энергосистемы в отчетный год (летний максимум)**

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	186,55	37,24
		АТ-2	501	178,46	35,62
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	-	-
		АТ-2	501	200,63	40,05
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	255,80	51,06
		АТ-2	501	259,64	51,82
		АТ-3	501	-	-
4	ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	250	112,60	45,04
		АТ-2	250	110,22	44,09
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	67,23	26,89
		АТ-2	250	67,61	27,04

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	101,12	50,56
		АТ-2	200	101,20	50,60
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	125	-	-
		АТ-2	125	63,79	51,03
		АТ-3	125	69,81	55,85
8	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	60,41	48,33
9	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	41,86	33,49
		АТ-2	125	-	-
		АТ-3	125	40,46	32,36
10	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	-	-
		АТ-2	125	21,18	16,94
11	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	36,23	28,99
		АТ-2	125	37,09	29,67

**Таблица 4.4**

**Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220 – 500 кВ Липецкой энергосистемы в отчетный год (летний минимум)**

№ п/п	Наименование, ПС	№ тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	142,89	28,52
		АТ-2	501	137,10	27,37
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	98,04	19,57
		АТ-2	501	102,15	20,39
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	200,29	39,98
		АТ-2	501	200,58	40,04
		АТ-3	501	-	-
4	ПС 220 кВ Металлургическая	АТ-1	250	94,20	37,68
		АТ-2	250	92,08	36,83
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	56,32	22,53
		АТ-2	250	56,46	22,58
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	90,39	45,19
		АТ-2	200	86,90	43,45
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	125	-	-
		АТ-2	125	44,27	35,42
		АТ-3	125	48,93	39,14
8	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	44,48	35,58
9	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	33,04	26,43
		АТ-2	125	-	-
		АТ-3	125	31,97	25,57
10	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	-	-
		АТ-2	125	17,11	13,68
11	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	29,13	23,31
		АТ-2	125	29,72	23,78



## 4.2 Анализ текущего состояния и рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ

### 4.2.1 Анализ загрузки центров питания 110 кВ на настоящий момент

В таблице 4.5 представлена информация о загрузке центров питания 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» по итогам контрольных замеров, предоставленных собственником оборудования.

Таблица 4.5

**Загрузка центров питания 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» по итогам контрольных замеров  
(максимум за 5 лет)**

№ п/п	Наименование подстанции, класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов, в МВА	Максимальная нагрузка, МВА	Текущий резерв мощности, МВА
1	ПС 110/10кВ Лев Толстой	10	2,60	6,85
2	ПС 110/10 кВ Двуречки	6,3	2,83	3,12
3	ПС 110/10 кВ Рождество	25	3,16	20,47
4	ПС 110/6 кВ Агрегатная	16+16	14,28	3,48
5	ПС 110/6 кВ Западная	40+40	28,90	13,46
6	ПС 110/10 кВ Кашары	10+6,3	3,06	3,96
7	ПС 110/10кВ Тербунский гончар	25+25	6,15	20,10
8	ПС 110/6 кВ Табак	16+16	9,12	9,28
9	ПС 110/10 кВ Лукошкино	2,5+2,5	0,70	2,215
10	ПС 110/10кВ Нива	10+10	7,31	4,29
11	ПС 110/10 кВ Ольховец	2,5+2,5	1,45	1,275
12	ПС 110/10 кВ Куймань	2,5+2,5	1,24	1,58
13	ПС 110/10 кВ Лутошкино	2,5+2,5	0,64	2,11
14	ПС 110/10 кВ Круглое	6,3+2,5	0,46	2,32
15	ПС 110/10/6 кВ Юго-Западная	40+40+40	40,35	50,5
16	ПС 110/6 кВ Привокзальная	40+40	44,30	-0,97
17	ПС 110/10/6 кВ Южная	40+40	37,44	9,76
18	ПС 110/6 кВ Ситовка	10+10	4,18	7,3
19	ПС 110/6 кВ ЛТП	6,3+10	2,41	4,205
20	ПС 110/6 кВ КПД	10+16	5,76	4,74
21	ПС 110/10 кВ Октябрьская	40+40	24,70	17,8
22	ПС 110/10 кВ Манежная	40+40	3,85	38,65
23	ПС 110/10 кВ Университетская	40+40	6,59	35,41
24	ПС 110/6 кВ Тепличная	15+15	6,66	11,44
25	ПС 110/6 кВ Трубная-2	25+25	4,44	21,81
26	ПС 110/6 кВ ГПП-2 ЛТЗ	63+63	14,34	53,01
27	ПС 110/35/10 кВ Тербуны-110	10+10	12,47	-0,97

№ п/п	Наименование подстанции, класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов, в МВА	Максимальная нагрузка, МВА	Текущий резерв мощности, МВА
28	ПС 110/35/10 кВ Долгоруково	6,3+10	9,35	-1,16
29	ПС 110/35/10 кВ Волово	10+10	3,33	7,35
30	ПС 110/35/10 кВ Измалково	10+10	8,41	2,79
31	ПС 110/35/10 кВ Гороховская	16+16	16,32	4,48
32	ПС 110/35/10 кВ Донская	10+10	9,73	2,69
33	ПС 110/35/10 кВ Лебедянь	16+16	20,70	0,10
34	ПС 110/35/10 кВ Чаплыгин-новая	16+16	12,89	4
35	ПС 110/35/10 кВ Компрессорная	16+16	9,54	10,46
36	ПС 110/35/10 кВ Россия	16+16	6,60	12,24
37	ПС 110/35/10 кВ Березовка	16+10	3,38	8,87
38	ПС 110/35/10 кВ Астапово	16+16	12,32	8,48
39	ПС 110/35/10 кВ Химическая	16+16	21,97	-1,17
40	ПС 110/35/6 кВ Бугор	63+63	34,80	36,35
41	ПС 110/35/6 кВ Цементная	40+32+63	45,84	31,54
42	ПС 110/10/6 кВ Т-1, Т-2 Гидрооборудование	25+25	7,84	18,41
	ПС 110/35 кВ Т-3 Гидрооборудование	31,5	7,47	22,30
43	ПС 110/35/10 кВ Усмань	16+16	17,20	3,60
44	ПС 110/35/10 кВ Аксай	10+10	8,25	2,65
45	ПС 110/35/10 кВ Никольская	6,3+6,3	8,25	-0,98
46	ПС 110/35/10 кВ Хворостянка	10+16	15,02	-2,70
47	ПС 110/35/10 кВ Добринка	16+10	10,35	2,15
48	ПС 110/35/10 кВ Верхняя Матренка	6,3+6,3	4,33	2,98
49	ПС 110/35/10 кВ Казинка	16+16	26,50	-5,70
50	ПС 110/35/10 кВ Доброе	16+16	14,91	5,886
51	ПС 110/35/6 кВ Новая Деревня	10+10	12,03	0,97
52	ПС 110/35/6 кВ Вербилово	10+6,3	3,68	4,51
53	ПС 110/35/10 кВ Хлевное	16+16	13,87	4,73
54	ПС 110/35/10 кВ Набережное	6,3+10	4,16	3,21
55	ПС 110/35/10 кВ Троекурово	10+6,3	1,93	5,14

Примечание. Для однотрансформаторных ПС резерв мощности указан для потребителей III категории надежности.

## 4.2.2 Анализ существующей загрузки ЛЭП 110 кВ

Анализ фактического потокораспределения в отчетный период показывает, что нагрузка ЛЭП 110 кВ не превышает допустимых значений для летних и зимних температур.

## 4.3 Рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ на текущий момент

Ниже даны рекомендации по переустройству сети и электросетевых объектов 110 кВ для повышения их надежности на настоящий период.

– **ПС 110 кВ Усмань** – на подстанции требуется замена выключателя 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель 110 кВ и установка комплекта ТТ 110 кВ в связи с неудовлетворительным техническим состоянием (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 17.02.2014г.);

– **ПС 110 кВ Кашары** – на подстанции требуется замена ОД и КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ (включает 2 к-та трансформаторов тока 110 кВ) в связи с неудовлетворительным техническим состоянием (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 10.02.2014г.). Также требуется замена общеподстанционного пункта управления, системы оперативного постоянного тока, шкафов УРЗА, терминала 10 кВ;

– **ПС 110 кВ Донская** – на подстанции требуется замена силового трансформатора Т2 10 МВА, находящегося в неудовлетворительном состоянии (на основании протокола проверки и испытания силового трансформатора №130/13 от 15.06.2013г.). На подстанции требуется замена масляного выключателя 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель 110 кВ в связи с неудовлетворительным техническим состоянием (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 19.02.2014г.). Также требуется замена одного комплекта трансформаторов тока 110 кВ и установка комплекта УРЗА для выключателя 110 кВ;

– **ПС 110 кВ Лебедянь** – срок службы данной подстанции 53 года, что значительно превышает нормативный. Основное оборудование подстанции находится в неудовлетворительном состоянии (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 20.07.2015г.). Необходимо проведение комплексной реконструкции данной ПС 110 кВ;

– **ПС 110 кВ Тербуны** – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели 110 кВ в связи с неудовлетворительным техническим состоянием, а так же ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ и установка ТТ (24 шт.) (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015г.). Также требуется замена разъединителей (12 шт.), установка УУОТ (1 шт.), шкафов УРЗА (2 шт.), терминал автоматики управления РПН (2шт.), терминал РЗА СВ 35 кВ (1 шт.);

– **ПС 110 кВ Западная** – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей 110 кВ в цепях Т1 и Т2, а так же секционного выключателя СВ 110, в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015г.).



Также требуется установка трансформаторов тока (18 шт.), разъединителей (8 шт.), устройств РЗА, терминал автоматики управления РПН, терминалов 6 (10) кВ (21 шт.);

– **ПС 110 кВ Тепличная** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015г.). Также требуется замена трансформаторов тока 110 кВ (12 шт.), ремонт здания ОПУ, установка разъединителей (6 шт.), УУОТ, шкафов УРЗА, терминалов РЗА 6 кВ (10 шт.);

– **ПС 110 кВ Круглое** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовый выключатель 110 кВ и установка комплекта ТТ 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015г.). Также требуется ремонт здания ОПУ, шкафа УРЗА (1 шт.), терминал РЗА СВ 10 кВ (1 шт.);

– **ПС 110 кВ ЛТП** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ и установка двух комплектов ТТ 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015г.). Также требуется установка разъединителей (6 шт.), двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ, системы оперативного постоянного тока;

– **ПС 110 кВ Доброе** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ и установка двух комплектов ТТ 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015г.). Также требуется установка разъединителей (6 шт.), двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ и комплекта РЗА СВ 10 кВ, системы оперативного постоянного тока;

– **ПС 110 кВ Октябрьская** – на подстанции требуется выполнить замену масляного выключателя 110 кВ в цепи Т1 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовый выключатель 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015г.). Также требуется установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ;

– **ПС 110 кВ Нива** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовый выключатель 110 кВ и установка комплекта ТТ 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015г.). Также требуется установка комплекта УРЗА для выключателя 110 кВ;

– **ПС 110 кВ Табак** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ и установка двух комплектов ТТ 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015г.). Также требуется установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ и комплекта РЗА СВ 6 кВ;

– **ПС 110 кВ Хворостянка** – на подстанции требуется выполнить замену ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т1 и Т2 в связи с неудовлетворительным техническим состоянием на элегазовые выключатели 110 кВ и установка двух комплектов ТТ 110 кВ (на основании дефектного акта ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 23.09.2015г.). На подстанции требуется замена вакуумных выключателей 10 кВ – 10 шт. Также требуется установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ, 16 комплектов РЗА для выключателей 10 кВ;

– **ПС 110 кВ Березовка** – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей на элегазовые (1 шт), трансформаторов тока (3 шт), устройств РЗА (на основании перечня опасных мест на объектах УПБ СПС Лебедянского р-на филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 30.11.2016г.);

– **ПС 110 кВ Гидроборудование** – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей на элегазовые (6 шт), трансформаторов тока (27 шт), разъединителей (27 шт.), устройств РЗА (на основании перечня опасных мест на объектах УПБ СПС Липецкого р-на филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 30.11.2016г.);

– **ПС 110 кВ Компрессорная** – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей на элегазовые (5 шт), трансформаторов тока (24 шт), разъединителей (23 шт.), устройств РЗА (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» 2013г.);

– **ПС 110 кВ Химическая** – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей на элегазовые (11 шт), трансформаторов тока (39 шт), разъединителей (39 шт.), устройств РЗА (на основании перечня опасных мест на объектах УПБ СПС Лебедянского р-на филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 30.11.2016г.).

В таблице 4.6 приведены объемы работ по реконструкции ВЛ 110 кВ филиала «Липецкэнерго».

Таблица 4.6

## Объемы работ по реконструкции ВЛ 110 кВ филиала «Липецкэнерго»

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ
1	ВЛ 110 кВ 2А	23,1	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита (на основании акта технического освидетельствования от 08.05.2015г.)	2021-2023
2	ВЛ 110 кВ Дзуречки	23,31	Замена провода марки АЖ, замена грозотроса 12,85 км на участках №6-74 и отпайке к ПС 110 кВ Казинка (участок №1-37) 7,53 км (на основании акта технического освидетельствования от 06.05.2015г.)	2018
3	ВЛ 110 кВ Доброе	33,7	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита (на основании акта технического освидетельствования от 07.05.2015г.)	2020-2021
4	ВЛ 110 кВ Касторное	26,9	Замена провода и грозотроса с линейной арматурой в пролетах опор №16-17, №92-93, выполнить двойное крепление провода на опорах №16,17,92,93 (на основании акта технического освидетельствования от 05.05.2015г.)	2019-2021
5	ВЛ 110 кВ Лебедянь Левая	66,4	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №202-372, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №202-246, №292-372, установка дополнительной опоры в пролетах опор №265-266, №279-283, №312-321, №327-331, №333-335, №358-363 (на основании акта технического освидетельствования от 27.02.2014г.)	2018
6	ВЛ 110 кВ Лебедянь Правая	16,85	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №1-50, №187-215, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №1-187, установка дополнительной опоры в пролетах опор №5-6, №34-38 (на основании акта технического освидетельствования от 27.02.2014г.)	2018
7	ВЛ 110 кВ Ольховец	7,49	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-13, №60-103, замена провода с линейной арматурой на участке опор №60-103, выполнить переход через Ж/Д в соответствии с ПУЭ (на основании акта технического освидетельствования от 30.04.2013г.)	2019-2020
8	ВЛ 110 кВ Донская Левая, ВЛ 110 кВ Донская Правая	73,26	Реконструкция перехода ВЛ через Ж/Д в пролетах опор №322-323 и р. Дон №230-232 (замена провода и грозотроса с линейной арматурой в пролетах опор и замена маталлических опор с фундаментами №230, 231, 232, 322, 323 (на основании акта технического освидетельствования от 06.03.2015г.)	2018
9	ВЛ 110 кВ Становая Правая, ВЛ 110 кВ Становая Левая	29	Реконструкция ВЛ с выносом головного участка ВЛ из городской черты оп. №1-38 протяженностью 8км (2 цепи (6 пров.) и грозотрос), а также реконструкция перехода через железную дорогу в пролете №89-90 с заменой провода, грозотроса, сцепной арматуры и изоляции (на основании акта технического освидетельствования от 20.07.2014г.)	2019
10	ВЛ 110 кВ Бугор Левая, ВЛ 110 кВ Бугор Правая	18,68	Замена грозотроса с линейной арматурой в пролете опор №№ 1-88, отпайка к ПС Правобережная в пролете опор №№ 1-8 с заменой грозотроса и подвесной арматуры, в пролете опор №№ 42-45 замена опор №42 и №43, замена провода и грозотроса в анкерном пролете №42-45 на переходе через р. Воронеж (на основании акта технического освидетельствования от 23.03.2015г.)	2021-2022
11	ВЛ 110 кВ	19,81	Замена опор 8 шт. (№3, №6, №9, №11, №13, №15, №40, №41), замена провода, грозотроса в анкерном пролете №39-	2021-2022

№ п/п	Наименование	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ
	ВЛ 110 кВ Кольцевая Левая, ВЛ 110 кВ Кольцевая Правая		43 и подстановка двух опор в пролетах №№31-32 отпайка к ПС Южная и пролет №3-4 отпайка к ПС Бугор для габарита, замена изоляторов с линейной арматурой на участке опор №№1-57 (на основании акта технического освидетельствования от 22.04.2015г.)	
12	ВЛ 110 кВ Чапльгин-2	22,14	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №№ 8-115; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №№ 9-115; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор №№ 59-60, 64-70; 71-80 (на основании акта технического освидетельствования от 14.04.2015г.)	2021-2023
13	ВЛ 110 кВ Чапльгин-1	9	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №№ 13-50; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №№ 14-49; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор №№ 13-23, 39-40; 48-49 (на основании акта технического освидетельствования от 09.04.2015г.)	2021-2023
14	ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая, ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая	50,6	Реконструкция ВЛ с заменой грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №1-4, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №1-263, замена провода на участке опор №1-263 (на основании акта технического освидетельствования от 17.03.2015г.)	2018-2019



## 5 ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

### 5.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период

Прогноз потребления электроэнергии и мощности (с разбивкой по годам) по территории Липецкой области (базовый вариант развития) представлен в таблицах 5.1 и 5.2:

**Таблица 5.1**

**Прогноз потребления электроэнергии, Млн. кВтч**

год	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Липецкая область	12625,9	12827,9	13014,9	13053,7	13123,4	13186,4
Прирост	0,60%	1,60%	1,50%	0,30%	0,50%	0,50%

**Таблица 5.2**

**Прогноз потребления мощности, МВт**

год	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Липецкая область	1849	1878	1889	1899	1907	1916
Прирост	2,20%	1,60%	0,60%	0,50%	0,40%	0,50%

Согласно данным, представленным в таблицах 5.1 и 5.2, в период до 2023г. планируется плавный рост электропотребления Липецкой области.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности (с разбивкой по годам) по территории Липецкой области (региональный вариант развития) представлен в таблицах 5.3 и 5.4:

**Таблица 5.3**

**Прогноз потребления электроэнергии, Млн. кВтч**

год	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Липецкая область	12804,2	13045,6	13389,4	13671,0	13882,4	14110,5
Прирост	2,60%	1,89%	2,64%	2,10%	1,55%	1,64%

**Таблица 5.4**

**Прогноз потребления мощности, МВт**

год	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Липецкая область	1869,2	1898,2	1909,2	1919,2	1927,2	1936,2
Прирост	1,67%	1,55%	0,58%	0,52%	0,42%	0,47%

Согласно данным, представленным в таблицах 5.3 и 5.4, в период до 2023г. планируется рост электропотребления Липецкой области, наибольшие значения отмечаются в период 2018-2020гг., что связано с подключением крупных потребителей области (тепличные комплексы).

## 5.2 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области

В таблице 5.5 приведен перечень планируемых к выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области с высокой вероятностью реализации, предусмотренных СиПР ЕЭС на 2018-2024гг. (базовый вариант развития).

Таблица 5.5

№	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Срок реализации ввода/вывода, год
1	Данковская ТЭЦ (турбогенератор №1)*	вывод из эксплуатации 2018, 6 МВт
2	Данковская ТЭЦ (турбогенератор №2)*	вывод из эксплуатации 2018, 4 МВт

\*- согласно информации от филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» до 2020г. не планируется вывода генерирующего оборудования Данковской ТЭЦ.

Планируемых к строительству генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области, предусмотренных СиПР ЕЭС на 2018-2024гг., нет.

В таблице 5.6 приведен перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области (региональный вариант развития).

Таблица 5.6

№	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Срок реализации ввода/вывода, год
1	Мини-ТЭЦ ООО «Агроснабсахар» 12,27 МВт	ввод, 2018
2	ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода ОАО «Аврора» (замена генератора 2,5 МВт на 7,5 МВт)	замена, 2018
3	Мини-ТЭС ООО «Компания Ассоль» 1,6 МВт (2x0,8 МВт)	ввод, 2018

В настоящее время прорабатывается вопрос строительства парогазовой тепловой электростанции ОЭЗ ППТ «Липецк» ОАО «Энерготехнологии Липецк» установленной мощностью 392,6 МВт. Объект включен в Схему территориального планирования РФ в области энергетики, утвержденную Распоряжением правительства РФ от 11.11.2013г. №2084-р. Имеется разрешение на строительство Отдела архитектуры и градостроительства администрации Грязинского района Липецкой области и технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС». Разработанная схема выдачи мощности электростанции с подключением заходами от ВЛ 220 кВ Северная – Metallургическая Левая и ВЛ 220 кВ Северная – Metallургическая Правая является неосуществимой по причине ограничения прохождения трассы линий 220 кВ по территории Грязинского района. В настоящее время планируется выполнение корректировки проектной документации по СВМ ПГУ ОЭЗ ППТ «Липецк» с проработкой альтернативных вариантов подключения станции.

### 5.3 Перспектива изменения установленной мощности в энергосистеме Липецкой области

Перспектива изменения установленной мощности на перспективу до 2023 г. по энергосистеме Липецкой области по базовому варианту развития приведена таблице 5.7, МВт.

Таблица 5.7

Год	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Установленная мощность, МВт</b>	<b>1147,2</b>	<b>1147,2</b>	<b>1147,2</b>	<b>1147,2</b>	<b>1147,2</b>	<b>1147,2</b>
Липецкая ТЭЦ-2	515	515	515	515	515	515
Елецкая ТЭЦ	57	57	57	57	57	57
Данковская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ НЛМК	332	332	332	332	332	332
УТЭЦ (НЛМК)	150	150	150	150	150	150
ГУБТ №2 ГТРС за ДП №7 (НЛМК)	20	20	20	20	20	20
ГУБТ №1 ГТРС за ДП №6 (НЛМК)	20	20	20	20	20	20
ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	16	16	16	16	16	16
Мини ТЭЦ ООО "ТК ЛипецкАгро"	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
ТЭЦ сахарных заводов	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5
<b>Ввод мощности</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Вывод мощности</b>	<b>-10</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Данковская ТЭЦ ТГ-1	-6					
Данковская ТЭЦ ТГ-2	-4					

Перспектива изменения установленной мощности на текущий год и перспективу 5 лет по энергосистеме Липецкой области по региональному варианту развития приведена таблице 5.8, МВт.

Таблица 5.8

год	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Установленная мощность</b>	<b>1166,07</b>	<b>1166,07</b>	<b>1166,07</b>	<b>1166,07</b>	<b>1166,07</b>	<b>1166,07</b>
Липецкая ТЭЦ-2	515	515	515	515	515	515
Елецкая ТЭЦ	57	57	57	57	57	57
Данковская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ НЛМК	332	332	332	332	332	332
УТЭЦ (НЛМК)	150	150	150	150	150	150
ГУБТ №2 ГТРС за ДП №7 (НЛМК)	20	20	20	20	20	20
ГУБТ №1 ГТРС за ДП №6 (НЛМК)	20	20	20	20	20	20

год	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	16	16	16	16	16	16
ТЭЦ Сахарных заводов	47,77	47,77	47,77	47,77	47,77	47,77
Мини-ТЭЦ ООО «ТК ЛипекАгро»	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
Мини-ТЭС						
ООО «Компания Ассоль»	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
<b>Ввод мощности</b>	<b>41,37</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
ГУБТ №1 ГТРС за ДП №6 (НЛМК)	20					
Мини-ТЭЦ						
ООО «Агроснабсахар»	12,27					
ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода ОАО «Аврора»	7,5					
Мини-ТЭС						
ООО «Компания Ассоль»	1,6					
<b>Вывод мощности</b>	<b>-12,5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода ОАО «Аврора»	-2,5					
Данковская ТЭЦ	-10					

#### 5.4 Прогноз возможных объемов развития энергетики Липецкой области на основе ВИЭ и местных видов топлива

В данном разделе представлен анализ технического потенциала Липецкой области по развитию возобновляемых источников энергии.

##### 5.4.1. Перспективы использования ВИЭ в Липецкой области

Согласно планам и перспективам развития Липецкой области за предыдущие периоды, применение возобновляемых источников энергии и местных видов топлива представлялось в рамках реализации следующих проектов:

- в 2015 г. введена в эксплуатацию ГТРС ПАО «НЛМК» - газотурбинная расширительная станция (ГУБТ №2 за доменной печью №7 20 МВт);
- в 2017 г. введена в работу ГУБТ №1 за доменной печью №6 20 МВт ГТРС ПАО «НЛМК».

ГУБТ - газовая утилизационная бескомпрессорная турбина. Турбина предназначена для производства электрической энергии за счет избыточного давления доменного газа на



металлургических заводах. Применение ГУБТ позволяет практически без затрат топлива вернуть до 40 % энергии, затрачиваемой на доменное дутье. ГУБТ легко встраивается в технологический цикл как вновь вводимого, так и действующего доменного оборудования.

На основе опыта развития ВИЭ в регионах России, можно сделать следующие выводы о перспективах внедрения местных возобновляемых источников в Липецкой области:

1. для покрытия собственного дефицита мощности;
2. для замены устаревших электростанций;
3. для восстановления существующих установок;
4. для личного потребления.

Энергосистема Липецкой области относится к ОЭС Центр, поэтому целесообразно рассматривать оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ), к которому относятся первые три пункта выводов. Последний пункт относится к рынку розничному. Различие рынков обусловлено двумя различными схемами субсидирования объектов ВИЭ.

Работа на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ) осуществляется в соответствии с Правилами ОРЭМ, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.10.2010 г. №1172. Ассоциация «НП Совет рынка», функционирующая на основе ФЗ №35 «Об электроэнергетике», участвует в подготовке правил оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности; разрабатывает и утверждает Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка и регламенты оптового рынка, ведет реестр субъектов оптового рынка, осуществляет разрешение споров на рынке, а также контроль за соблюдением участниками оптового рынка правил ОРЭМ.

В 2013 году было принято Постановление Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 года № 449 "О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности", согласно которому вводились требования по механизмам работы с объектами ВИЭ на оптовом рынке электроэнергии и нормы к 2020 году по развитию ВИЭ в стране. После принятия закона вводилось значительное количество поправок, Постановлений, Программ и Распоряжений (около 20 документов), направленных на редактирование нормативных значений, прописанных в 449-ом Постановлении.

Согласно Постановлению в России до 2024 года установлены темпы ввода генерирующих мощностей. Для достижения целей, установленных на основе последних Постановлений, при участии НП «Совет Рынка» ежегодно летом проводятся тендеры на плановый отбор проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.

#### **5.4.2. Перспективы развития ветроэнергетики региона**

По результатам розыгрыша тендеров в предыдущие несколько лет, установлены следующие темпы и ключевые игроки в крупной ветроэнергетике в России:

- Государственная корпорация «Росатом» - 970 МВт (план реализации: 150 МВт в Республике Адыгея – 2018 г., 200 МВт – 2019 г., 300 МВт – 2020 г., 40 МВт – 2021 г., 280 МВт – 2022 г. в основном все проекты относятся к Краснодарскому краю); применение локализованных установок фирмы Lagerwey (в 2017 г. купленная ветроэнергетическим гигантом Enercon LLC) на промышленных мощностях завода «Атомэнергомаш».

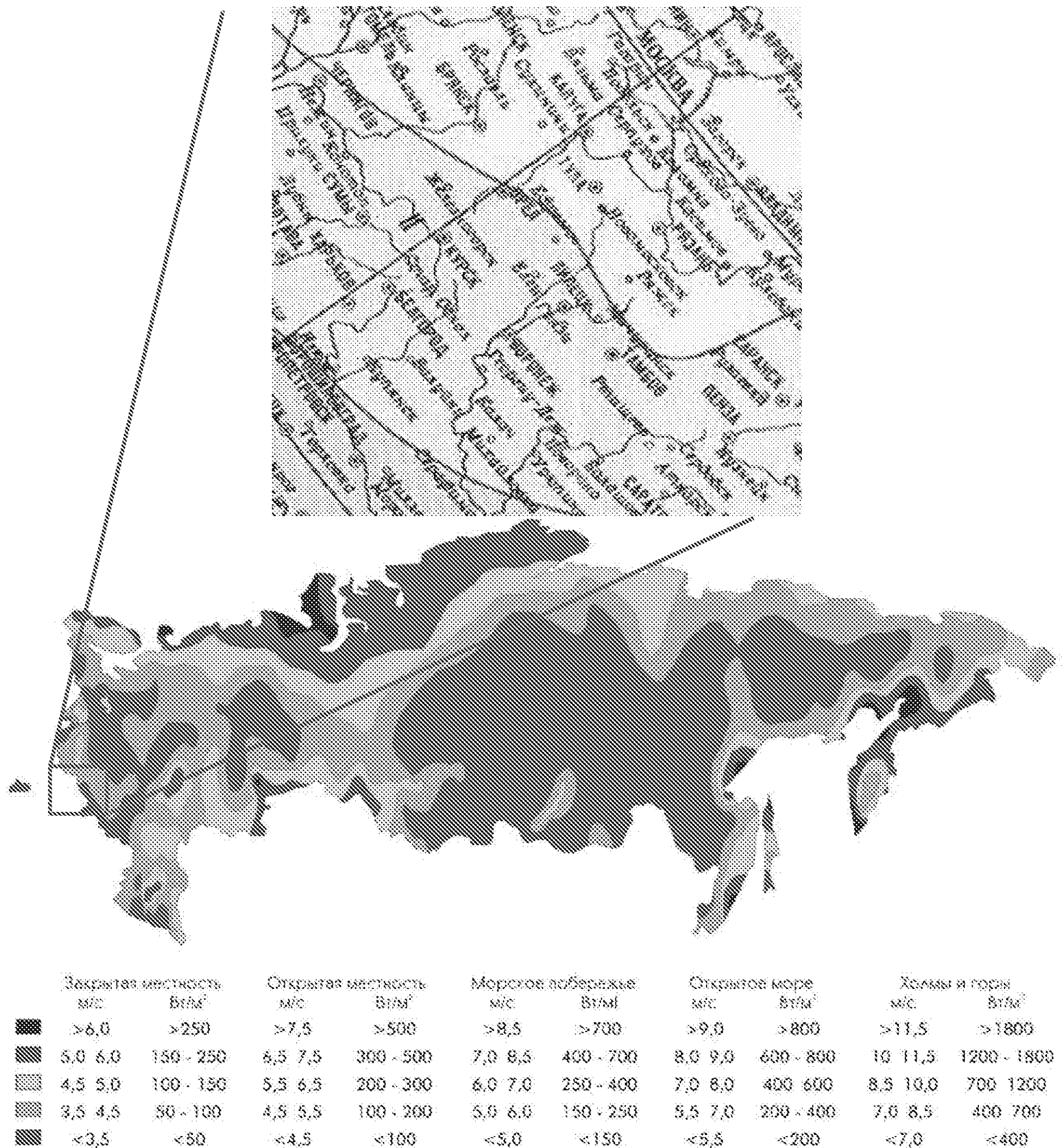
- Финско-российский консорциум ООО «Fortum Fin» - 1 ГВт (реализованный проект в 2017 г. ВЭС 35 МВт в Ульяновской области, зарезервированные площадки до 1 ГВт в Ульяновской области); в консорциум так же входит Государственная корпорация «Роснано», ветроэнергетический гигант Vestas и китайская фирма-производитель лопастей Dongfang.

- Итальянско-российская энергетическая компания ООО «Enel Rus» - 291 МВт (Мурманская и Ростовская области) в сотрудничестве с ветроэнергетическим гигантом Siemens-Gamesa.

Наличие крупных корпораций на рынке ветроэнергетики обусловлено сложной системой субсидирования ветроэнергетических проектов на ОРЭМ: договор на поставку мощности (ДПМ) можно получить только при наличии локализованного производства на территории России. На сегодняшний день фирм-производителей отдельных элементов ветроэнергетических установок (ВЭУ) на территории России практически нет. При этом, процент локализации в 2018 г. составляет 55%. Потянуть ветроэнергетический проект могут только большие корпорации в сотрудничестве с крупными зарубежными фирмами-производителями. В основном, выигранные проекты строятся в тех регионах, в которых выбрана площадка для строительства, проведён годовой ветромониторинг и имеется дефицит мощности. К таким зонам в основном относятся южные субъекты Российской Федерации. В Липецкой области, судя по полученной исходной информации таких наблюдений не делалось. Таким образом, перспективы развития крупной ветроэнергетики в Липецкой области не очень велики. Однако, существующие замеры проводились в 2000-х годах, поэтому чаще всего имеют небольшую высоту измерений, поэтому в данных областях существует необходимость для проведения новых измерений. Для Липецкой области, например, такой проблемы не существует.

В перспективе за 2020 годом с учётом положительного опыта внедрения ветровых электростанций на территории России, крупные игроки устремятся к изучению новых территорий. Для того чтобы на Липецкий регион обратили внимания, необходимо на территории области выявить зоны, наиболее подходящие по ресурсному оснащению для реализации ветроэнергетических проектов. Далее на выявленных зонах провести годовой ветромониторинг с помощью специализированной техники (в основном, это ультразвуковой SODAR или лазерный LIDAR). Кроме того, выявить районы, в которых возможна замена устаревших ТЭЦ или ВЭС с целью замены их на новое оборудование.

В соответствии с картой ветровых ресурсов Липецкой области (рисунок 1), выявлено, что территория региона относится к 1 и 2 категориям, что означает, что вероятность развития системной ветроэнергетики на ОРЭМ крайне низкая.



**Рисунок 5.1 – Карта ветровых ресурсов в России и центральной части**

Для 1 категории характерна мощность ветрового потока менее 200 Вт/м<sup>2</sup> при среднегодовой скорости ветра на открытой местности менее 4,5 м/с. Для второй категории мощность ветрового потока составляет 200 – 400 Вт/м<sup>2</sup> при среднегодовой скорости ветра на открытой местности от 4,5 до 5,5 м/с. При том, что экономически обоснованная номинальная скорость ветра стандартной ВЭУ составляет более 12 м/с (две среднегодовых скорости ветра). Таким образом, наиболее перспективно развивать ветроэнергетику для личного использования.

На основе анализа нормативно-правовой базы субсидирования ВИЭ в России и мире, сделан вывод, что ДПМ – одна из лучших и при этом наиболее сложная система субсидирования проектов ВИЭ в мире. Для получения установленной нормы доходности от проекта в 12%, необходимо выполнение нескольких обязательных условий:

До ввода в эксплуатацию после подключения к сети:

- Локализация. Как сказано выше, локализация конструктивных элементов ВЭУ на мощностях российских заводов должна составлять в 2018 году 55%, далее после 2019 года данный показатель увеличивается до 65%.

- Квалификация. Обязательная квалификация ВЭУ проходит каждые три года, необходима для подтверждения целевого назначения объекта ВИЭ и подтверждения использования возобновляемого ресурса.

- Сертификация. Оборудование должно быть сертифицировано для работы в России.

После ввода в эксплуатацию:

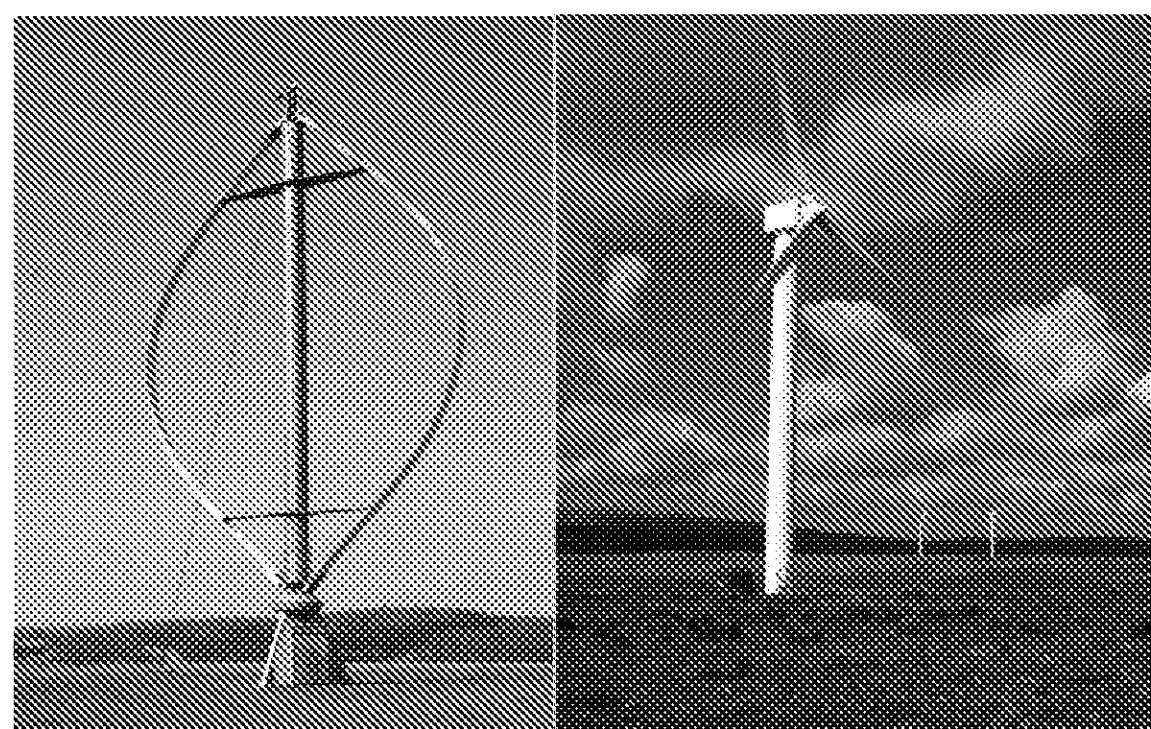
- Ежемесячная сертификация. Так называемые «зелёные сертификаты», которые установка получает ежемесячно содержат в себе полный паспорт по произведённой электроэнергии за отчётный период.

- Норматив по коэффициенту использования энергии ветра (КИУМ). КИУМ установлен на значении 27%, это значит, что подтверждая данное значение, инвестор получает ДПМ в полном объёме. Снижение КИУМ значит штрафные санкции. КИУМ – то количество часов за отчётный период, в течение которых установка работала на номинальной мощности.

Получение ДПМ гарантирует производителю возврат вложенного капитала, при этом доход получается так же и с продажи электроэнергии. Таким образом, в России для получения дохода с объекта ВИЭ установке необходимо работать на номинальную мощность менее трети часов в год.

В качестве малой ветроэнергетики рационально использовать ветроустановки с вертикальной осью вращения, которые в сравнении с аналогами с горизонтальной осью вращения позволяют получать больше мощности на низких скоростях ветра. При этом стартовый момент у таких установок происходит так же на более низких скоростях. Примеры установок с разными осями вращения показаны на рисунке 2.

Примерами вертикально-осевых ветроколес являются роторы Дарье, Савониуса, Н-ротор. Достоинства вертикально-осевых ветроколес – не требуется ориентация на ветер, легкость обслуживания и монтажа в сравнении с горизонтально-осевыми такой же мощности. К недостаткам относят более низкую эффективность, большие центробежные нагрузки на некоторых типах установках, требуются дополнительные системы автозапуска и высокие сложности с ремонтом, требующие полного демонтажа установки.



**А). Вертикально-осевая установка (пример: ротор Дарье)**

**Б). Горизонтально-осевая установка**

**Рисунок 5.2** Виды ветроэнергетических установок с различными ветроколесами



### 5.4.3 Перспективы развития солнечной энергетики региона

С солнечной энергетикой в какой-то степени проще, чем с ветроэнергетикой. Рынок солнечной энергетики более развит, локализация установок прошла критическую отметку, первые проекты уже давно реализованы. На тендерах розыгрыша проектов практически не происходит.

В схеме и программе развития единой энергосистемы России на 2016 – 2022 гг. ввод новых мощностей не предусмотрен.



Рисунок 5.3 – Продолжительность солнечного сияния в России

Таким образом, Липецкая область относится к региону со средним уровнем солнечной радиации на поверхность, поэтому экономически целесообразно устанавливать солнечные установки для домашнего хозяйства.

### 5.4.4 Перспективы развития малой гидроэнергетики региона

До 70-х годов на территории Липецкой области действовало 27 малых ГЭС суммарной мощностью 4 МВт. Электростанции строились на притоках и в верховьях реки Дон, в том числе на реке Красивая Меча.

В настоящее время намечена тенденция к возрождению малой энергетики на территории Липецкой области. В таблице представлены основные характеристики МГЭС, планируемых к восстановлению на территории региона.

Таблица 5.9

**Основные характеристики МГЭС, планируемых к восстановлению на территории Липецкой области**

№ п/п	Наименование МГЭС	Установленная мощность, МВт	Планируемый объем производства, МВт	Адрес размещения объекта
1	МГЭС Данковская	0,525	0,525	г. Данков Липецкой области. Ниже железнодорожного моста через р. Дон
2	МГЭС Кураповская	0,150	0,150	п. Борки Тербунского района Липецкой области на р. Олым
3	МГЭС Матырская	0,450	0,450	Матырское водохранилище г. Липецк
4	МГЭС Сергиевская	0,800	0,800	п. Сергиевское Краснинского района Липецкой области
5	МГЭС Троекуровская	0,600	0,600	п. Троекурово, Лебедянского района Липецкой области
	<b>ИТОГО</b>	<b>2,525</b>	<b>2,525</b>	

Малая гидроэнергетика является альтернативой централизованному энергоснабжению для районов Липецкой области. Использование мини-ГЭС позволяет зафиксировать стоимость энергоресурсов на приемлемом для потребителя уровне, решает проблему перебоев электроэнергии.

Преимуществами мини-ГЭС являются:

- отсутствует нарушение природного ландшафта и окружающей среды в процессе строительства и на этапе эксплуатации;
- отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она не теряет первоначальных природных свойств и может использоваться для водоснабжения населения;
- практически отсутствует зависимость от погодных условий;
- обеспечивается подача потребителю дешевой электроэнергии в любое время года.

#### **5.4.5 Энергетический потенциал отходов сельского хозяйства региона**

Липецкая область является аграрным регионом. В области широко развито животноводство и растениеводство. Исходя из этого, высок энергетический потенциал отходов сельского хозяйства для использования их для получения электроэнергии.

В таблице представлены данные по показателям валового биоэнергетического потенциала отходов сельского хозяйства Липецкой области (данные приняты согласно «Методических основ оценки биоэнергетического потенциала в сельскохозяйственном производстве», Елецкий государственный университет им. И.А. Бунина). Валовый энергетический потенциал органических отходов сельскохозяйственного производства представляет собой общий выход отходов растениеводства и животноводства по всем категориям хозяйств.

Таблица 5.10

**Валовый биоэнергетический потенциал отходов сельского хозяйства  
Липецкой области**

<b>Отрасли</b>	<b>Валовый биоэнергетический потенциал отходов сельского хозяйства, тыс. т.у.т.</b>
<b>Растениеводство</b>	
Зерновые культуры	1061,5
Масленичные культуры	64,8
Сахарная свекла	22,3
Картофель	4,9
<b>Итого по растениеводству</b>	<b>1153,5</b>
<b>Животноводство</b>	
Молочное стадо	23,2
Выращивание и откорм КРС	21,9
Мелкий рогатый скот	0,8
Свиноводство	27,9
Птицеводство	30,6
<b>Итого по животноводству</b>	<b>104,4</b>
<b>Всего</b>	<b>1257,9</b>

В таблице представлены данные по энергетическому потенциалу отходов сельского хозяйства муниципальных районов Липецкой области. Экономический потенциал – это часть валового энергетического потенциала, которая может быть реализована на крупных сельскохозяйственных предприятиях, поскольку биологические отходы аграрного производства в личных подсобных хозяйствах используются, как правило, в качестве удобрения в самих хозяйствах. При определении биоэнергетического потенциала отходов растениеводства необходимо учитывать, что часть соломы, ботвы и стеблей растений теряется при их доставке, часть используется для нужд животноводства в качестве подстилочного материала.

Производственно-технологический энергетический потенциал отходов представляет собой часть экономического потенциала, используемую непосредственно для получения электроэнергии.

Таблица 5.11

**Энергетический потенциал отходов сельского хозяйства муниципальных районов Липецкой области**

<b>Муниципальные районы</b>	<b>Валовой биоэнергетический потенциал</b>	<b>Экономический потенциал</b>	<b>Производственно-технологический потенциал</b>		
	<b>т.у.т.</b>	<b>т.у.т.</b>	<b>т.у.т.</b>	<b>млн. кВт·ч</b>	<b>МВт</b>
Воловский	46958	24425	21059	171,44	19,57
Грязинский	46100	24302	21200	172,59	19,70
Данковский	75162	38323	32909	267,91	30,58
Добринский	108446	56996	49412	402,26	45,92
Добровский	52872	27044	23206	188,92	21,57
Долгоруковский	62706	31924	27482	223,73	25,54
Елецкий	59279	29808	25741	209,56	23,92
Задонский	62227	31174	26785	218,06	24,89
Измалковский	39635	19708	16881	137,43	15,69
Краснинский	66667	34015	29470	239,92	27,39

Муниципальные районы	Валовой биоэнергетический потенциал	Экономический потенциал	Производственно-технологический потенциал		
	т.у.т.		т.у.т.	т.у.т.	млн. кВт·ч
Лебедянский	76113	43432	39189	319,04	36,42
Лев-Толстовский	99308	56831	50994	415,14	47,39
Липецкий	74222	38023	32722	266,39	30,41
Становлянский	85336	43838	37634	306,38	34,97
Тербунский	122392	66228	56739	461,91	52,73
Усманский	46242	24212	20868	169,89	19,39
Хлевенский	77165	39248	33837	275,47	31,45
Чаплыгинский	52488	26963	23416	190,63	21,76
<b>Итого</b>	<b>1253318</b>	<b>656494</b>	<b>569544</b>	<b>4636,66</b>	<b>529,29</b>

Таким образом, результаты оценки биоэнергетического потенциала отходов сельскохозяйственного производства подтверждают, что аграрный сектор Липецкой области в достаточной степени может быть энергетически самообеспеченным, а часть излишек биоэнергетических ресурсов можно направлять на удовлетворение нужд других отраслей экономики региона.

### 5.5 Общая оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период

Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (базовый вариант развития) представлена в таблице 5.12.

Таблица 5.12

#### Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (базовый вариант развития), млн. кВтч

№	Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	Потребление	12625,9	12827,9	13015	13054	13123	13186
	Прирост	0,60%	1,60%	1,50%	0,30%	0,50%	0,50%
2	Покрытие (производство электрической энергии)	5358	5262	5255	5410	5573	5604
	Прирост	2,60%	0,28%	-4,23%	0,96%	-1,12%	3,66%
3	Сальдо перетоков	7268	7566	7760	7644	7550	7582
	Прирост	-0,65%	-6,32%	4,04%	0,60%	2,07%	-0,93%

Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (базовый вариант развития) представлена в таблице 5.13.



Таблица 5.13

**Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (базовый вариант развития), МВт**

№	Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	Потребление	1849	1878	1889	1899	1907	1916
	Прирост	2,20%	1,60%	0,60%	0,50%	0,40%	0,50%
2	Покрывтие (установленная мощность)	1147,2	1147,2	1147,2	1147,2	1147,2	1147,2

Анализ перспективной балансовой ситуации (базовый вариант развития) показывает, что рост электропотребления энергосистемы Липецкой области в среднем за период 2018-2023гг., будет обеспечиваться на 42% за счёт собственной генерации и на 58% за счет сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (региональный вариант развития) представлена в таблице 5.14.

Таблица 5.14

**Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (региональный вариант развития), млн. кВтч**

№	Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	Потребление	12804,2	13045,6	13389,4	13671,0	13882,4	14110,5
	Прирост	2,60%	1,89%	2,64%	2,10%	1,55%	1,64%
2	Покрывтие (производство электрической энергии)	5183,4	5197,9	4981,7	5028,5	4973,2	5152,3
	Прирост	4,29%	0,28%	-4,16%	0,94%	-1,10%	3,60%
3	Сальдо перетоков	7620,8	7847,6	8407,7	8642,5	8909,2	8958,2
	Прирост	0,60%	2,98%	7,14%	2,79%	3,09%	0,55%

Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (региональный вариант развития) представлена в таблице 5.15.

Таблица 5.15

**Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (региональный вариант развития), МВт**

№	Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	Потребление	1869,2	1898,2	1909,2	1919,2	1927,2	1936,2
	Прирост	1,67%	1,55%	0,58%	0,52%	0,42%	0,47%
2	Покрывтие (установленная мощность)	1166,07	1166,07	1166,07	1166,07	1166,07	1166,07

Анализ перспективной балансовой ситуации (региональный вариант развития) показывает, что рост электропотребления энергосистемы Липецкой области в среднем за период 2018-2023 гг., будет обеспечиваться на 38,5% за счёт собственной генерации и на 61,5% за счёт сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

## 5.6 Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше

### 5.6.1 Решения по электрическим сетям напряжением 220 кВ и выше

Ниже приводятся решения по электрическим сетям 220 кВ и выше, расположенным на территории Липецкой области на период до 2023 г. по двум вариантам развития:

- базовый (умеренный) вариант, основанный на прогнозе электропотребления и мощности, разрабатываемом АО «СО ЕЭС», учитывающий необходимые мероприятия по техническому перевооружению и реконструкции эксплуатируемого оборудования, ликвидации районов с высоким риском выхода параметров режимов за область допустимых значений и исполнению договоров об осуществлении технологического присоединения;

- региональный (оптимистический) вариант, учитывающий опережающее развитие электрических сетей в соответствии с планами развития региона, особых экономических зон, генерирующих компаний и т.д.

#### 5.6.1.1 Решения по электрическим сетям напряжением 220 кВ и выше (базовый вариант развития)

Информация о договорах на осуществление технологического присоединения к электросетевым объектам напряжением 35 кВ и выше, находящимся на территории Липецкой области, представлена в Приложении 8.

Согласно «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы» на территории Липецкой области запланированы следующие мероприятия по усилению сети напряжением 220 кВ и выше (таблица 5.16):

Таблица 5.16

№п/п	Наименование мероприятия	Срок реализации мероприятия, год
1	ПС 220 кВ Правобережная: комплексная реконструкция ПС 220 кВ, установка двух АТ 220/110 кВ (2x150 МВА) *	2018

В инвестиционной программе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Верхне-Донское ПМЭС в 2018 году\* планируется завершение комплексной реконструкции ПС 220 кВ Правобережная (с заменой АТ 3x125 МВА на АТ 4x150 МВА).

\*- согласно информации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра срок окончания реконструкции ПС 220 кВ Правобережная 2020 год.

Для определения достаточности мероприятий по усилению сети 220 кВ далее проводятся расчеты электроэнергетических режимов в сети 110 кВ и выше в зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2019–2023 гг. Схемы потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум, зимний минимум, летний

максимум, летний минимум 2019-2023 гг. представлены на рисунках 5-24 (Приложение 10). Результаты расчетов послеаварийных режимов представлены на рисунках 25–46 (Приложение 10).

Карты–схемы электрических сетей 110 кВ и выше Липецкой области на 2017 г. и на период 2019-2023 гг. (базовый вариант), принципиальные схемы электрических сетей 35 кВ и выше Липецкой области на 2017 г. и на период 2019-2023 гг. (базовый вариант) представлены в Приложении 14.

### **Расчет электроэнергетических режимов в сети 220 кВ и выше в районе ПС 500 кВ Борино**

В ремонтных схемах с отключением ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС или ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино при угрозе возникновения перегрузки ВЛ 220 кВ Борино-Новая в случае аварийного отключения второй ВЛ 500 кВ контролируемого сечения выполняется деление сети с отключением связей 110-220 кВ, шунтирующих ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино, в зависимости от существующих перетоков по сечению 500 кВ:

- отключение ВЛ 220 кВ Северная-Новая I и II цепь,
- размыкание транзита Липецкая ТЭЦ-2 – Правобережная (отключение ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая, ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая на ПС 110 кВ Ситовка),
- отключение ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2,
- отключение СВ 110 кВ на ПС 110 кВ РП-1.

Данные мероприятия снижают надежность электроснабжения объектов ПАО «НЛМК», запитанных от ПС 220 кВ Новая.

Для повышения надежности и исключения необходимости деления сети по 110-220 кВ с ослаблением схемы электроснабжения объектов ПАО «НЛМК» в ремонтных схемах с отключением вышеуказанных ВЛ 500 кВ необходима установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая. Установка АОПО определена проектной документацией строительства Нововоронежской АЭС-2 и Курской АЭС-2.

Ниже приводятся расчеты послеаварийных режимов в сети 110 кВ и выше в районе ПС 500 кВ Борино. Расчеты выполнены на уровне нагрузок летнего минимума 2019 и 2023 гг.

#### **Летний минимум 2019 года**

В летний минимум 2019 г. при отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино – Новая II (I) цепь составит 797 А, при ДДТН для провода АСО-300 равном 710 А при температуре +25<sup>0</sup>С (АДТН – 852 А) (рисунок 25).

В летний минимум 2019 г. при отключении ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино (рисунок 26):

- токовая нагрузка АТ-1 на ПС 500 кВ Борино составит 774 А;
- токовая нагрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Борино составит 743 А;
- токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь составит 1340 А;
- токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь составит 1125 А, при ДДТН для провода АС-400 равном 825 А при температуре +25<sup>0</sup>С;

- токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая) составит 602 А, при ДДТН для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25<sup>0</sup>С.

В послеаварийных режимах, представленных на рисунках №№ 25, 26, выявлены недопустимые токовые нагрузки электросетевого оборудования. С целью ликвидации работы оборудования в недопустимых режимах необходима установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь в 2019 году с действием на разгрузку Нововоронежской АЭС и изменение топологии сети, а именно, отключение ВЛ 220 кВ Северная-Новая I, II цепь (или Борино – Новая I, II цепь), размыкание транзита Липецкая ТЭЦ-2 – Правобережная (отключение ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая, ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая со стороны ПС 110 кВ Ситовка), отключение СВ 110 кВ на РП-1, отключение ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2.

#### **Летний минимум 2023 г.**

В летний минимум 2023 г. при отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино – Новая II (I) цепь составит 814 А, при ДДТН для провода АСО-300 равном 710 А при температуре +25<sup>0</sup>С (АДТН – 852 А) (рисунок 27).

В летний минимум 2023 г. при отключении ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино (рисунок 28):

- токовая нагрузка АТ-1 на ПС 500 кВ Борино составит 752 А;
- токовая нагрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Борино составит 723 А;
- токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь составит 1295 А;
- токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Северная – Новая I (II) цепь составит 1067 А, при ДДТН для провода АС-400 равном 825 А при температуре +25<sup>0</sup>С;
- токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая) составит 589 А, при ДДТН для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25<sup>0</sup>С.

В послеаварийных режимах, представленных на рисунках №№ 27, 28, выявлены недопустимые токовые нагрузки электросетевого оборудования. С целью ликвидации работы оборудования в недопустимых режимах необходима установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь в 2019 году с действием на разгрузку Нововоронежской АЭС и изменение топологии сети, а именно, отключение ВЛ 220 кВ Северная-Новая I, II цепь (Борино – Новая I, II цепь), размыкание транзита Липецкая ТЭЦ-2 – Правобережная (отключение ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая, ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая со стороны ПС 110 кВ Ситовка), отключение СВ 110 кВ на РП-1, отключение ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2.

#### **Расчет электроэнергетических режимов в сети района ПС 220 кВ Казинка.**

Наиболее тяжелые послеаварийные режимы в сети, прилегающей к ПС 220 кВ Казинка, просматриваются на уровне нагрузок летнего максимума 2023 года.

Послеаварийные режимы на уровне нагрузок зимнего максимума/минимума и летнего минимума 2019-2023 годов приводятся на год, в который выявляется максимальная загрузка электросетевого оборудования.



### **Уровень нагрузок летнего максимума 2023 г.**

На рисунке 29 приведен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в летний максимум 2023 г. Токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 888 А, при ДДТН для провода АС-300 равном 710 А при температуре +25<sup>0</sup>С; токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь составит 775 А, при ДДТН для провода АС-300 равном 710 А при температуре +25<sup>0</sup>С. Напряжения в сети находятся в области допустимых значений.

В качестве схемно-режимных мероприятий рассмотрено изменение состава включенного генерирующего оборудования на Липецкой ТЭЦ-2. На рисунке 30 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино с генерацией Липецкой ТЭЦ -2 315 МВт и отключение СВ 220 кВ ПС 220 кВ Казинка в летний максимум 2023 г. Токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 645 А, нагрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь составит 695 А.

На рисунке 31 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь в летний максимум 2023 г. Токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 1160 А. Напряжения в сети находятся в пределах допустимых значений.

В качестве схемно-режимных мероприятий рассмотрено изменение состава включенного генерирующего оборудования на Липецкой ТЭЦ-2, отключение СВ 220 кВ ПС 220 кВ Казинка, отключение одного АТ 500/220 кВ ПС 500 кВ Липецкая и перевод нагрузки по сети 110 кВ. На рисунке 32 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь с генерацией Липецкой ТЭЦ-2 396 МВт и переводом питания ПС 110 кВ Бугор, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ ГПП-4, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Манежная от шин 110 кВ ПС 220 кВ Правобережная в летний максимум 2023 г. Токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 703 А. Напряжения в сети находятся в пределах допустимых значений.

На рисунке 33 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая - Казинка II цепь в летний максимум 2023 г. Токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь составит 1099 А.

В качестве схемно-режимных мероприятий рассмотрено изменение состава включенного генерирующего оборудования на Липецкой ТЭЦ-2, отключение СВ 220 кВ ПС 220 кВ Казинка, отключение одного АТ 500/220 кВ ПС 500 кВ Липецкая и перевод нагрузки по сети 110 кВ. На рисунке 34 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая - Казинка II цепь с генерацией Липецкой ТЭЦ-2 396 МВт. Токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь составит 707 А.

Проведенный анализ показал достаточность применяемых схемно-режимных мероприятий и отсутствие необходимости усиления электрических сетей. Применение схемно-режимных мероприятий позволяет избежать недопустимые токовые нагрузки оборудования и поддерживать напряжения в области допустимых значений.

**Послеаварийные режимы в зимний максимум, зимний минимум и летний минимум в сети, прилегающей к ПС 220 кВ Казинка.**

На рисунке 35 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в зимний максимум 2023 г. Токовая нагрузка электросетевого оборудования не

превышает ДДТН (АДТН), уровень напряжения в сети находится в области допустимых значений.

На рисунке 36 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в зимний минимум 2023 г. Тоговая нагрузка электросетевого оборудования не превышает ДДТН (АДТН), уровень напряжения в сети находится в области допустимых значений.

На рисунке 37 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в летний минимум 2023 г. Токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 526 А, загрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь составит 447 А. Напряжения в сети находятся в области допустимых значений.

На рисунке 38 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь в летний минимум 2023 г. Токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 761 А. Напряжения в сети находятся в области допустимых значений. Отключение СВ 220 кВ ПС 220 кВ Казинка снижает токовую нагрузку ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка до 689 А.

На рисунке 39 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецк – Казинка II цепь в летний минимум 2023 г. Токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь составит 712 А. Напряжения в сети находятся в области допустимых значений. Отключение одного АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Липецкая снижает токовую нагрузку ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь до 678 А.

### **Расчет электроэнергетических режимов в сети, прилегающей к ПС 220 кВ Правобережная.**

Ниже представлен ряд расчетов послеаварийных режимов в районе ПС 220 кВ Правобережная.

Расчеты приводятся в зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2023 г., как в период характеризующиеся максимальной нагрузкой оборудования в рассматриваемом районе электрических сетей.

#### **Уровень нагрузок 2023 г.**

На рисунке 40 представлен послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Борино – Правобережная II цепь в зимний максимум 2023 г. Недопустимая токовая нагрузка электросетевого оборудования отсутствует, уровень напряжения в сети находится в области допустимых значений.

На рисунке 41 представлен послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Борино – Правобережная II цепь в зимний минимум 2023 г. Недопустимая токовая нагрузка электросетевого оборудования отсутствует, уровень напряжения в сети находится в области допустимых значений.

На рисунке 42 представлен послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Борино – Правобережная II цепь в схеме ремонта 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Новая с переводом нагрузки ВЛ 110 кВ Бугор Левая, ВЛ 110 кВ Бугор Правая от ПС 220 кВ Правобережная в летний максимум 2023 г., при этом недопустимая токовая нагрузка электросетевого оборудования отсутствует, уровень напряжения в сети находится в пределах допустимых значений.

На рисунке 43 представлен послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Борино – Правобережная II цепь в схеме ремонта 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Новая с переводом нагрузки ВЛ 110 кВ Бугор Левая, ВЛ 110 кВ Бугор Правая от ПС 220 кВ Правобережная в

летний минимум 2023 г., при этом недопустимая токовая нагрузка электросетевого оборудования отсутствует, уровень напряжения в сети находится в пределах допустимых значений.

### **Расчет электроэнергетических режимов в сети 110 кВ и выше с учетом резкопеременной нагрузки РП-2 ПАО «НЛМК»**

Ниже представлен ряд ремонтных и послеаварийных режимов в районе ПС 220 кВ Metallургическая, ПС 220 кВ Северная, ПС 220 кВ Сокол с учетом нагрузки РП-2 ПАО «НЛМК». Расчеты приводятся в летний максимум 2023 года (год, характеризующийся максимальной загрузкой оборудования за проектный период), в расчетной схеме работа Липецкой ТЭЦ-2 принята с составом генерирующего оборудования – ТГ-2.

На рисунке 44 представлен ремонтная схема АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Сокол в летний максимум 2023 г., при этом перегрузка электросетевого оборудования отсутствует, уровень напряжения в сети находится в пределах допустимых значений.

На рисунке 45 представлен ремонтная схема АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Metallургическая в летний максимум 2023 г., при этом перегрузка электросетевого оборудования отсутствует, уровень напряжения в сети находится в пределах допустимых значений.

На рисунке 46 представлен послеаварийный режим отключения АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Сокол в схеме ремонта АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Metallургическая в летний максимум 2023 г., при этом нагрузка оставшегося в работе АТ ПС 220 кВ Metallургическая составит 242 МВА.

### **5.6.1.2 Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 220 кВ и выше (базовый вариант развития)**

В данном разделе представлены результаты расчетов токов короткого замыкания на шинах 110 и 220 кВ ПС 220 и 500 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра и АО «ОЭЗ Липецк». В рассматриваемый период не планируется изменение топологии сети 110 кВ и выше и ввод генерирующих мощностей на электростанциях области, расчеты приводятся на 2023 г.

В таблице 5.17 представлены значения токов короткого замыкания на шинах 110 и 220 кВ ПС 220 и 500 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра и АО «ОЭЗ Липецк» на 2023 г.

**Таблица 5.17**

**Уровни токов КЗ на период до 2023 г.**

Подстанция		Ток отключения выкл., кА	Значения токов короткого замыкания, кА	
			трехфазный	однофазный
Липецкая	шины 220 кВ	40	38,77	40,48
Борино	шины 220 кВ	31,5; 40	28,7	30,56
Елец 500	шины 220 кВ	31,5; 40	20,67	23,03
Новая	шины 220 кВ	25; 40; 50	31,23	27,18
	шины 110 кВ	40; 50	34,14	33,55
Правобережная	шины 220 кВ	40	20,72	16,86
	шины 110 кВ	40	26,21	26,1
Сокол	шины 220 кВ	-	10,71	7,92
	шины 110 кВ	31,5	22,1	19,57
Северная	шины 220 кВ	40	32,49	29,49

Подстанция	Ток отключения выкл., кА	Значения токов короткого замыкания, кА		
		трехфазный	однофазный	
Металлургическая	шины 110 кВ	40, 50	28,51	31,24
	шины 220 кВ	40; 50	31,54	27,51
	шины 110 кВ	40; 42	33,43	36,58
Дон	шины 220 кВ	25	10,02	8,0
	шины 110 кВ	20; 31,5; 40	12,27	12,23
Елецкая 220	шины 220 кВ	25	14,78	12,79
	шины 110 кВ	20; 25; 40; 42	16,68	18,56
КС-29	шины 220 кВ	25; 40; 50	14,71	15,52
Маяк	шины 220 кВ	25	13,28	11,15
Тербуны 220	шины 220 кВ	отсутст.	3,83	3,27
	шины 110 кВ	25; 40	3,31	3,8
Казинка	шины 220 кВ	40	26,75	22,56
	шины 110 кВ	40	16,48	18,81
Грязи-Орловские	шины 220 кВ	40	11,2	9,2
Пост-474	шины 220 кВ	-	10,9	8,5
Усмань-Тяговая	шины 220 кВ	40	7,1	6,0
Чириково	шины 220 кВ	40	11,0	9,0
Овощи Черноземья	шины 220 кВ	40	7,1	7,1

Результаты расчетов токов короткого замыкания на период до 2023 г. показали, что замены коммутационного оборудования на ПС 220–500 кВ в связи с недостаточной отключающей способностью не требуется.

### 5.6.1.3 Решения по электрическим сетям 220 и 500 кВ (региональный вариант развития)

Региональный вариант электропотребления учитывает в мощность по договорам на осуществление технологического присоединения к электросетевым объектам напряжением 110 - 220 кВ, а также информацию по вводу электросетевых объектов (присоединение мощности), указанных в Приложении 9.

Целью проведения расчетов по региональному варианту развития является проверка достаточности мероприятий, приведенных в базовом варианте, при учете опережающего развития электрических сетей в соответствии с планами развития региона, особых экономических зон, генерирующих компаний и т.д.

Для определения достаточности мероприятий по усилению сети 220 кВ, указанных в базовом варианте развития, а также мероприятий, необходимых для подключения электросетевых объектов далее проводятся расчеты электроэнергетических режимов в сети 110 кВ и выше в зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2019–2023 гг. Схемы потокораспределения в сети 220 кВ и выше зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2019-2023 гг. представлены на рисунках 1-24 (Приложение 11). Результаты расчетов послеаварийных режимов представлены на рисунках 25 – 42 (Приложение 11).

Карты – схемы электрических сетей 35 кВ и выше Липецкой области на 2019-2023 гг. (региональный вариант), принципиальные схемы электрических сетей 35 кВ и выше



Липецкой области на 2019-2023 гг. (региональный вариант) представлены в Приложении 15.

### **Расчет электроэнергетических режимов в сети 220 кВ и выше в районе ПС 500 кВ Борино**

В ремонтных схемах с отключением ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС или ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино при угрозе возникновения перегрузки ВЛ 220 кВ Борино-Новая в случае аварийного отключения второй ВЛ 500 кВ контролируемого сечения выполняется деление сети с отключением связей 110-220 кВ, шунтирующих ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино, в зависимости от существующих перетоков по сечению 500 кВ:

- отключение ВЛ 220 кВ Северная-Новая I и II цепь,
- размыкание транзита Липецкая ТЭЦ-2 – Правобережная (отключение ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая, ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая на ПС 110 кВ Ситовка),
- отключение ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2,
- отключены СВ 110 кВ на ПС 110 кВ РП-1.

Данные мероприятия снижают надежность электроснабжения объектов ПАО «НЛМК», запитанных от ПС 220 кВ Новая.

Для повышения надежности и исключения необходимости деления сети по 110-220 кВ с ослаблением схемы электроснабжения объектов ПАО «НЛМК» в ремонтных схемах с отключением вышеуказанных ВЛ 500 кВ необходима установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая. Установка АОПО определена проектной документацией строительства Нововоронежской АЭС-2 и Курской АЭС-2.

Ниже приводятся расчеты послеаварийных режимов в сети 110 кВ и выше в районе ПС 500 кВ Борино. Расчеты выполнены на уровне нагрузок летнего минимума 2019 и 2023 гг.

#### **Летний минимум 2019 года**

В летний минимум 2019 г. при отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино – Новая II (I) цепь составит 832 А, при ДДТН для провода АСО-300 равном 710 А при температуре  $+25^{\circ}\text{C}$  (АДТН – 852 А) (рисунок 47).

В летний минимум 2019 г. при отключении ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино (рисунок 48):

- токовая нагрузка АТ-1 на ПС 500 кВ Борино составит 834 А;
- токовая нагрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Борино составит 801 А;
- токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь составит 1417 А;
- токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь составит 1188 А, при ДДТН для провода АС-400 равном 825 А при температуре  $+25^{\circ}\text{C}$ ;
- токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая) составит 620 А, при ДДТН для провода АС-185 равном 510 А при температуре  $+25^{\circ}\text{C}$ .

В послеаварийных режимах, представленных на рисунках №№ 47, 48, выявлены недопустимые токовые нагрузки электросетевого оборудования. С целью ликвидации работы оборудования в недопустимых режимах необходима установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь в 2019 году с действием на разгрузку Нововоронежской АЭС и

изменение топологии сети, а именно, отключение ВЛ 220 кВ Северная-Новая I , II цепь (или Борино – Новая I, II) цепь, размыкание транзита Липецкая ТЭЦ-2 – Правобережная (отключение ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая, ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая со стороны ПС 110 кВ Ситовка), отключение СВ 110 кВ на РП-1, отключение ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2.

#### **Летний минимум 2023 г.**

В летний минимум 2023 г. при отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино – Новая II (I) цепь составит 837 А, при ДДТН для провода АСО-300 равном 710 А при температуре +25<sup>0</sup>С (АДТН – 852 А) (рисунок 49).

В летний минимум 2023 г. при отключении ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино (рисунок 50):

- токовая нагрузка АТ-1 на ПС 500 кВ Борино составит 810 А;
- токовая нагрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Борино составит 779 А;
- токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь составит 1357 А;
- токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Северная – Новая I (II) цепь составит 1116 А, при ДДТН для провода АС-400 равном 825 А при температуре +25<sup>0</sup>С;
- токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая) составит 598 А, при ДДТН для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25<sup>0</sup>С.

В послеаварийных режимах, представленных на рисунках №№ 27, 28, выявлены недопустимые токовые нагрузки электросетевого оборудования. С целью ликвидации работы оборудования в недопустимых режимах необходима установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь в 2019 году с действием на разгрузку Нововоронежской АЭС и изменение топологии, а именно, отключение ВЛ 220 кВ Северная-Новая I, II цепь (или Борино – Новая I, II цепь), размыкание транзита Липецкая ТЭЦ-2 – Правобережная (отключение ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая, ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая со стороны ПС 110 кВ Ситовка), отключение СВ 110 кВ на РП-1, отключение ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2.

#### **Расчет электроэнергетических режимов в сети, прилегающей к ПС 220 кВ Правобережная.**

Ниже представлен ряд послеаварийных режимов в районе ПС 220 кВ Правобережная.

Расчеты приводятся в зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2023 года, как в период характеризующийся максимальной загрузкой оборудования в рассматриваемом районе электрических сетей.

На рисунке 25 представлен послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Борино - Правобережная II цепь в зимний максимум 2023 г., при этом недопустимая токовая нагрузка электросетевого оборудования отсутствует, уровень напряжения в сети находится в области допустимых значений.

На рисунке 26 представлен послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Борино - Правобережная II цепь в зимний минимум 2023 г., при этом недопустимая токовая нагрузка электросетевого оборудования отсутствует, уровень напряжения в сети находится в области допустимых значений.

На рисунке 27 представлен послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Борино - Правобережная II цепь в схеме ремонта 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Новая в летний максимум 2023 г., при этом недопустимая токовая нарузка электросетевого оборудования отсутствует, уровень напряжения в сети находится в области допустимых значений. Загрузка ВЛ 220 кВ Борино – Правобережная I цепь составит 604 А при длительно допустимом для провода АС-300 равном 710 А при температуре +25<sup>0</sup>С.

На рисунке 28 представлен послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Борино - Правобережная II цепь в схеме ремонта 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Новая в летний минимум 2023 г., при этом недопустимая токовая нарузка электросетевого оборудования отсутствует, уровень напряжения в сети находится в области допустимых значений.

Таким образом, расчеты послеаварийных режимов в районе ПС 220 кВ Правобережная на уровне нагрузок зимнего максимума, зимнего минимума, летнего максимума, летнего минимума 2023 года, периода характеризующийся максимальной загрузкой оборудования в рассматриваемом районе электрических сетей, показали, что недопустимой токовой нарузки электросетевого оборудования не выявлено.

### **Расчет электроэнергетических режимов в сети, прилегающей к ПС 220 кВ Казинка.**

Ниже представлен ряд послеаварийных режимов в районе строительства ПС 220 кВ Казинка, которые позволяют оценить достаточность мероприятий по усилению сети в районе ПС 220 кВ Казинка согласно базового варианта развития.

Наиболее тяжелые послеаварийные режимы в сети, прилегающей к ПС 220 кВ Казинка, просматриваются на уровне нагрузок летнего максимума 2019-2023 годов.

#### **Уровень нагрузок летнего максимума 2019г.**

На рисунке 29 приведен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в летний максимум 2019 г., при этом токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 824 А, при длительно допустимом токе для провода АС-300 равном 710 А при температуре +25<sup>0</sup>С; нагрузка ВЛ 220 кВ Липецкая - Северная II цепь составит 716 А, при длительно допустимом токе для провода АС-300 равном 710 А при температуре +25<sup>0</sup>С. Уровень напряжения в сети находится в пределах допустимых значений.

На рисунке 30 приведен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в летний максимум 2019 г. Питание ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Манежная, ПС 110 кВ Бугор, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ ГПП-4 переведено от шин 110 кВ ПС 220 кВ Правобережная, генерация Липецкой ТЭЦ-2 увеличена на 167 МВт, при этом токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 695 А, нагрузка ВЛ 220 кВ Липецкая - Северная II цепь составит 603 А.

На рисунке 31 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая - Северная II цепь в летний максимум 2019 г., при этом токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 1060 А. Уровень напряжения в сети находится в пределах допустимых значений.

На рисунке 32 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая - Северная II цепь в летний максимум 2019 г. Питание ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Манежная, ПС 110 кВ Бугор, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ ГПП-4 переведено от шин 110 кВ ПС 220 кВ Правобережная, отключен ШСВ 220 кВ на ПС 220 кВ Казинка, отключен один АТ 500/220 кВ ПС 500 кВ

Липецкая. Генерация Липецкой ТЭЦ-2 315 МВт, при этом загрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 700 А.

На рисунке 33 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая - Казинка II цепь в летний максимум 2019 г., при этом загрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь составит 1002 А.

На рисунке 34 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая - Казинка II цепь в летний максимум 2019 г. Питание ПС 110 кВ Бугор, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ ГПП-4, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Манежная переведено от шин 110 кВ ПС 220 кВ Правобережная. Генерация Липецкой ТЭЦ -2 391 МВт, при этом загрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь составит 696 А.

### **Уровень нагрузок летнего максимума 2023 г.**

На рисунке 35 приведен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в летний максимум 2023 г., при этом токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 839 А, при длительно допустимом токе для провода АС-300 равном 710 А при температуре +25<sup>0</sup>С; загрузка ВЛ 220 кВ Липецкая - Северная II цепь составит 730 А, при длительно допустимом токе для провода АС-300 равном 710 А при температуре +25<sup>0</sup>С. Уровень напряжения в сети находится в пределах допустимых значений.

На рисунке 36 приведен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино в летний максимум 2023 г. Питание ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Манежная, ПС 110 кВ Бугор, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ ГПП-4 переведено от шин 110 кВ ПС 220 кВ Правобережная, отключен ШСВ 220 кВ ПС 220 кВ Казинка, генерация Липецкой ТЭЦ-2 244 МВт при этом токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 625 А, загрузка ВЛ 220 кВ Липецкая - Северная II цепь составит 666 А.

На рисунке 37 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая - Северная II цепь в летний максимум 2023 г., при этом токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 1082 А. Уровень напряжения в сети находится в пределах допустимых значений.

На рисунке 38 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая - Северная II цепь в летний максимум 2023 г. Питание ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Манежная, ПС 110 кВ Бугор, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ ГПП-4 переведено от шин 110 кВ ПС 220 кВ Правобережная, отключен ШСВ 220 кВ на ПС 220 кВ Казинка, генерация Липецкой ТЭЦ-2 391 МВт, при этом загрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка составит 703 А.

На рисунке 39 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая - Казинка II цепь в летний максимум 2023 г., при этом загрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь составит 1023 А.

На рисунке 40 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая - Казинка II цепь в летний максимум 2023 г. Питание ПС 110 кВ Бугор, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ ГПП-4, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Манежная переведено от шин 110 кВ ПС 220 кВ Правобережная, генерация Липецкой ТЭЦ -2 391 МВт, отключен один АТ 500/220 кВ ПС 500 кВ Липецкая, при этом загрузка ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь составит 690 А.



В случае подачи заявок на увеличения нагрузки ПС 220 кВ Казинка приведенных выше схемно-режимных мероприятий недостаточно. Необходимо проведение реконструкции с заменой провода ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка I, II цепь на провод большего сечения либо модернизация АОПО ВЛ 220 кВ Липецкая – Серевная I, II цепь с реализацией управляющих воздействий на отключение нагрузки ПС 220 кВ Казинка.

### **Расчет электроэнергетических режимов для определения загрузки АТ 220 кВ ПС 220 кВ Северная**

На рисунках 41, 42 представлены послеаварийные режимы в зимний максимум и летний максимум 2023 г., позволяющие оценить максимальную загрузку автотрансформаторов мощностью 250 МВА каждый на ПС 220 кВ Северная до 2023 г.:

- рисунок 41. Зимний максимум 2023 г. Отключен АТ-1 ПС 220 кВ Северная, при этом загрузка оставшегося в работе АТ-2 составит 108,4 МВА/525 А;
- рисунок 42. Летний максимум 2023 г. Отключен АТ-1 ПС 220 кВ Северная в схеме ремонта АТ-1 на ПС 220 кВ Новая, при этом загрузка оставшегося в работе АТ-2 на ПС 220 кВ Северная составит 176,6 МВА/861 А.

Расчеты послеаварийных режимов на уровне нагрузок зимнего и летнего максимума 2023 г. (года, характеризующегося максимальной загрузкой электросетевого оборудования в рассматриваемый период схемы и программы развития) не выявили перегрузки автотрансформаторов мощностью 250 МВА каждый на ПС 220 кВ Северная.

## **5.6.2 Решения по электрическим сетям 110 кВ**

Ниже приводятся решения по электрическим сетям 110 кВ, расположенным на территории Липецкой области на период до 2023 г. по двум вариантам развития:

- базовый (умеренный) вариант, основанный на прогнозе электропотребления и мощности, разрабатываемом АО «СО ЕЭС», учитывающий необходимые мероприятия по техническому перевооружению и реконструкции эксплуатируемого оборудования, ликвидации районов с высоким риском выхода параметров режимов за область допустимых значений и исполнению договоров об осуществлении технологического присоединения;

- региональный (оптимистический) вариант, учитывающий опережающее развитие электрических сетей в соответствии с планами развития региона, особых экономических зон, генерирующих компаний и т.д.

### **5.6.2.1 Решения по электрическим сетям напряжением 110 кВ (базовый вариант развития)**

В период рассматриваемой перспективы настоящей «Схемой» предусматривается дальнейшее развитие сетей 110 кВ Липецкой энергосистемы. Развитие электрических сетей определяется, в основном, развитием энергоисточников, темпами роста и распределения электрических нагрузок на рассматриваемой территории, необходимостью обеспечения электроснабжения намечаемых к сооружению новых промышленных предприятий, потребителей коммунально-бытового сектора, развивающихся сельскохозяйственных потребителей, а также потребностью в повышении надежности электроснабжения существующих и вновь сооружаемых объектов.

Схема сети 110 кВ, а также предварительные параметры линий и подстанций, определяются в процессе решения основных вопросов, позволяющих:

- повысить надежность электроснабжения потребителей промышленности, транспорта, сельского хозяйства, коммунально-бытового сектора;
- усилить электроснабжение отдельных электросетевых районов;
- обеспечить электроснабжение новых потребителей.

Электрические расчеты сети 110 кВ на расчетные года выполнены с целью:

- определения мест размещения новых подстанций;
- предварительного выбора схем электрических соединений электростанций и подстанций;
- определения сечения проводов/кабелей ЛЭП, числа и мощностей трансформаторов на подстанциях;
- выбора схемы сети;
- выбора средств регулирования напряжения и потокораспределения (при необходимости);
- разработки мероприятий по снижению расхода электроэнергии;
- определения токов короткого замыкания, проверки достаточности отключающей способности выключателей.

В течение периода 2019-2023 гг. зимний максимум нагрузки по энергосистеме достигнет в 2023 году – 1916 МВт.

При рассмотрении планируемого периода 2019-2023 годы. учтены следующие мероприятия по строительству и реконструкции объектов 110 кВ в 2017-2018 годах:

- введен в работу ТЗ 40 МВА на ПС 110 кВ Юго-Западная в 2017 году;
- завершена реконструкция ПС 110 кВ Привокзальная с заменой трансформаторов 20+20+25 МВА на 40+40 МВА в 2017 году;
- на ПС 110 кВ Трубная-2 в 2017 году выполнена замена ОД и КЗ на ячейки элегазовых выключателей 110 кВ (включает 2 комплекта трансформаторов тока 110 кВ, 2 комплекта разъединителей 110 кВ, 2 комплекта та трансформаторов напряжения 110 кВ);
- планируется ввод в работу ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка I (II) цепь в 2018г.;
- планируется ввод в работу ММПС 110 кВ 25 МВА на площадке ОЭЗ Елецпром в 2018г.

Для проверки достаточности пропускной способности сети 110 кВ проведены расчеты электроэнергетических режимов в сети 110 кВ Липецкой энергосистемы.

На рисунках 1–12 представлены наиболее тяжелые послеаварийные режимы в зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2023 г., позволяющие оценить загрузку ВЛ 110 кВ в г. Липецк (все рисунки представлены в Приложении 12). Мероприятия, необходимые для ликвидации перегрузки электросетевого оборудования в послеаварийных режимах 2023 года также актуальны в 2019 – 2022 гг. Послеаварийные режимы в летний максимум, летний минимум для сети 110 кВ Липецкого энергоузла проводятся при аварийном отключении одного элемента сети с наложением на ремонт другого (рассмотрение одного нормативного возмущения в ремонтной схеме в данном случае применяется для сети 110 кВ, т.к. сеть 110 кВ в данном районе несет функции основной сети и оказывает непосредственное влияние на сеть 220 кВ).

На рисунке 1 представлен послеаварийный режим отключения 1 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Сокол в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая) в летний максимум 2023 г., при этом загрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Московская Правая составит 457 А при ДДТН для провода АС-185 равном 510 А.

На рисунке 2 представлен послеаварийный режим отключение 1 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Сокол в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая) в летний минимум 2023 г., при этом загрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Московская Правая составит 303 А при ДДТН для провода АС-185 равном 510 А.

На рисунках 3–12 представлен ряд послеаварийных режимов в зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2023 г., позволяющих оценить максимальную загрузку сети 110 кВ в районе г. Липецка:

- рисунок 3. Летний максимум 2023 г. Отключение 2 сек. 2 СШ 110 кВ Липецкой ТЭЦ -2 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка I цепь. Генерация Липецкая ТЭЦ-2 86 МВт, нагрузка РП-2 – 132,1 МВт;
- рисунок 4. Летний минимум 2023 г. Отключение 2 сек. 2 СШ 110 кВ Липецкой ТЭЦ -2 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка I цепь. Генерация Липецкая ТЭЦ-2 86 МВт, нагрузка РП-2 – 81,8 МВт;
- рисунок 5. Зимний максимум 2023 г. Отключение ВЛ 110 кВ Бугор Левая (Правая);
- рисунок 6. Зимний максимум 2023 г. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка I цепь;
- рисунок 7. Зимний максимум 2023 г. Отключение 1 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Сокол;
- рисунок 8. Зимний минимум 2023 г. Отключение ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая);
- рисунок 9. Летний максимум 2023 г. Отключение ВЛ 110 кВ Бугор Левая (Правая);
- рисунок 10. Летний максимум 2023 г. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка I цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка II цепь;
- рисунок 11. Летний максимум 2023 г. Отключение ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая);
- рисунок 12. Летний минимум 2023 г. Отключение ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая).

Из вышеприведенных послеаварийных режимов (рис. 5-12) следует, что недопустимая токовая нагрузка электросетевых элементов отсутствует, уровни напряжения в сети находятся в области допустимых значений.

### **ПС 110/35/10 кВ Тербуны**

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 110 кВ Тербуны за последние пять лет и до 2023г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017г. – Т1 10 МВА, Т2 10 МВА;

- максимальная загрузка подстанции за последние пять лет – 12,47 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 12,47 МВА (124,7%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,0 МВА) – 11,47 МВА (114,7%);

- величина присоединяемой мощности до 2023г.: на период до 2023г. прироста мощности на подстанции не планируется;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2023г. – 12,47 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 12,47 МВА (124,7%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,0 МВА) в зимний максимум 2023г. – 11,47 МВА (114,7%).

Исходя из выше сказанного требуется реконструкция ПС 110 кВ Тербуны с заменой трансформаторов 2x10 МВА на 2x16 МВА. Данное мероприятие рекомендуется выполнить в 2018-2022гг.

### **ПС 110/35/10 кВ Долгоруково**

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 110 кВ Долгоруково за отчетный год и до 2023 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017 г. – Т1 6,3 МВА, Т2 10 МВА;

- максимальная загрузка подстанции за последние пять лет – 9,35 МВА;

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,96 МВА) – 7,39 МВА (117 %);

- величина присоединяемой мощности до 2023 г.: заявленная – 0,514 МВт, с учетом коэффициента одновременности – 0,437 МВт;

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,96 МВА) в зимний максимум 2023 г. – 7,881 МВА (125 %);

Загрузка трансформатора 6,3 МВА в зимний максимум 2023 г. с учетом присоединения потребителей в послеаварийном режиме составит 7,881 МВА (125 %), с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи в размере 1,96 МВА. Исходя из этого требуется замена трансформатора 6,3 МВА на ПС 110 кВ Долгоруково на трансформатор 10 МВА. Данное мероприятие предлагается выполнить в 2018-2022 гг.

### **ПС 110/10 кВ Елецпром**

В Елецком районе для электроснабжения особой экономической зоны «Елецпром» и резидентов федеральной особой экономической зоны, сформированной согласно постановления Правительства РФ №697 от 11.07.2015г. выполнена установка ММПС 110 кВ 25 МВА на площадке ОЭЗ Елецпром и построена одноцепная ВЛ 110 кВ протяженностью 0,701 км (ввод в работу планируется в 2018г.).

В настоящее время основным заявителем ОЭЗ Елецпром является ОАО «Куриное Царство», заключены следующие договора ТП:

- комбикормовый завод 6,9 МВА (6,1 МВА по 2-ой категории, 0,8 МВА по 3-ей категории). В настоящий момент договор расторгнут;

- завод по переработке и убою птицы – 10,8 МВА (7,418 МВА по 2-ой категории надежности, 3,319 МВА по 3-ей категории надежности). Срок выполнения мероприятий по договору ТП – до 01.12.2018г. Строительство данного объекта не начато. В настоящий момент готовится соглашение о расторжении.

Учитывая тот факт, что строительство вышеназванных объектов не ведется, а с ОЭЗ ППТ «Липецк» заключен договор на технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявленной мощностью 10,4 МВт по 3-й категории надежности к мобильной подстанции 110 кВ, строительство стационарной ПС «Елецпром» до возобновления



строительства «замороженных» объектов ОАО «Куриное Царство» в базовом варианте развития не рассматривается.

### **ПС 110 кВ Аграрная**

В Елецком районе для электроснабжения тепличного комбината ООО «Елецкие овощи» заявленной мощностью 102 МВт (60 МВт по II категории надежности, 42 МВт по III категории надежности) в 2017г. выполнены работы по первому этапу технологического присоединения - строительство ПС 110 кВ Аграрная (1х63 МВА) и КВЛ 110 кВ Елецкая – Аграрная (от 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Елецкая).

В 2019г. планируется установка второго трансформатора 110 кВ 63 МВА на ПС 110 кВ Аграрная, строительство второй КВЛ 110 кВ от 2 сек. 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Елецкая (III этап технологического присоединения).

Ниже представлены данные по загрузке ПС 110 кВ Аграрная до 2023 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017 г. – Т1 63 МВА, по состоянию на 2019г. - Т1 63 МВА , Т2 63 МВА;
- величина присоединяемой мощности до 2023 г.: заявленная – 102 МВт, с учетом коэффициента одновременности – 86,7 МВт;
- загрузка подстанции в зимний максимум 2023 г. – 96,98 МВА;
- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в послеаварийном режиме в зимний максимум 2022г. – 57,05 МВА/90,6% (на подстанции планируется установка противоаварийной автоматики для разгрузки трансформатора с действием на отключение потребителей III категории надежности).

### **ПС 110/10 кВ Рождество**

В районе с. Гребенкино Краснинского района строится индустриальный парк **ИРИТО** (ООО «Моторинвест») и жилой поселок с объектами социально-бытового характера. Для электроснабжения предприятия в 2017 году введена в эксплуатацию ПС 110 кВ Рождество с одним трансформатором 25 МВА. В рамках исполнения договора технологического присоединения были выполнены 1 и 2 этапы присоединения энергоустановок ООО «Моторинвест» суммарной мощностью 10 МВт. Исполнение 3 этапа (10 МВт) приостановлено по просьбе заявителя. При возобновлении работы по договору и росте нагрузок потребуются установка второго трансформатора 25 МВА на подстанции.

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 110 кВ Рождество за последние пять лет и до 2023 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017 г. – Т1 25 МВА;
- максимальная загрузка подстанции за последние пять лет – 3,16 МВА (12,64%);
- прогнозируемая загрузка подстанции в зимний максимум 2023 г. – 3,16 МВА (12,64%).

### **ПС 110/35/10 кВ Лебедянь**

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 110 кВ Лебедянь за последние пять лет и до 2023г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017 г. – Т1 16 МВА, Т2 16 МВА;
- максимальная загрузка подстанции за последние пять лет – 20,7 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 20,7 МВА (129%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,8 МВА) – 15,9 МВА (99%);

- величина присоединяемой мощности до 2023 г.: заявленная – 0,34 МВт, с учетом коэффициента одновременности – 0,289 МВт;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2023 г. – 21,02 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 21,02 МВА (131%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,8 МВА) в зимний максимум 2023 г. – 16,22 МВА (101%).

В связи с неудовлетворительным техническим состоянием основного оборудования, в том числе трансформаторов (срок эксплуатации: Т1 – 50 лет, Т2 – 48 лет), планируется комплексная реконструкция ПС Лебедянь с полной заменой оборудования. Рекомендуется в рамках проведения реконструкции выполнить замену существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 2x25 МВА в связи с наличием перспективы роста нагрузок. Реконструкцию подстанции рекомендуется выполнить в 2019-2021 гг. В связи с реконструкцией подстанции потребуются реконструкция заходов ВЛ 35 и 110 кВ на ПС Лебедянь.

#### **ПС 110/35/10 кВ Казинка**

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 110 кВ Казинка за последние пять лет и до 2023 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017 г. – Т1 16 МВА, Т2 16 МВА;

- максимальная загрузка подстанции за последние пять лет – 26,5 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 26,5 МВА (166%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,8 МВА) – 21,7 МВА (136%);

- величина присоединяемой мощности до 2023 г.: заявленная – 1,43 МВт, с учетом коэффициента одновременности – 1,22 МВт;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2023 г. – 27,87 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 27,87 МВА (174%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,8 МВА) в зимний максимум 2023 г. – 23,07 МВА (144%).

Исходя из выше сказанного требуется реконструкция ПС 110 кВ Казинка с заменой трансформаторов 2x16 МВА на 2x25 МВА. Данное мероприятие рекомендуется выполнить в 2020 г.

#### **ПС 110/35/10 кВ Никольская**

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 110 кВ Никольская за последние пять лет и до 2023 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017 г. – Т1 6,3 МВА, Т2 6,3 МВА;

- максимальная загрузка подстанции за последние пять лет – 8,25 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 8,25 МВА (131%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (0,65 МВА) – 7,6 МВА (121%);

- величина присоединяемой мощности до 2023 г.: на период до 2023г. прироста мощности на подстанции не планируется;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2023 г. – 8,25 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 8,25 МВА (131%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (0,65 МВА) – 7,6 МВА (121%).

Исходя из выше сказанного требуется реконструкция ПС 110 кВ Никольская с заменой трансформаторов 2х6,3 МВА на 2х10 МВА. Данное мероприятие рекомендуется выполнить в 2023 г.

### **ПС 110/35/10 кВ Хворостянка**

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 110 кВ Хворостянка за последние пять лет и до 2023 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017 г. – Т1 10 МВА, Т2 16 МВА;

- максимальная загрузка подстанции за последние пять лет – 15,02 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора большей мощности – 15,02 МВА (150%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,82 МВА) – 13,2 МВА (132%);

- величина присоединяемой мощности до 2023г.: заявленная – 0,3 МВт, с учетом коэффициента одновременности – 0,255 МВт;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2023 г. – 15,31 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора большей мощности – 15,31 МВА (153%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,82 МВА) в зимний максимум 2023 г. – 13,49 МВА (135%).

Загрузка трансформатора 10 МВА в зимний максимум 2023 г. с учетом присоединения потребителей в послеаварийном режиме составит 13,49 МВА (135%), с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи в размере 1,82 МВА. Исходя из этого требуется замена трансформатора 10 МВА на ПС 110 кВ Хворостянка на трансформатор 16 МВА. Данное мероприятие предлагается выполнить в 2023 г.

Далее на рисунках 13–22 представлены наиболее тяжелые послеаварийные режимы в зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2023 г. (в летний максимум/минимум при аварийном отключении одного элемента сети с наложением на ремонт другого) для того, чтобы проверить максимально возможную загрузку электросетевого оборудования в районе расположения ПС 220 кВ Дон (расчеты производятся на 2023 г. исходя из наибольшей загрузки оборудования в данный период):

- рисунок 13. Зимний максимум 2023 г. Отключение АТ-1 на ПС 220 кВ Дон;
- рисунок 14. Зимний максимум 2023 г. Отключение ВЛ 110 кВ Химическая-1;
- рисунок 15. Зимний минимум 2023 г. Отключение АТ-1 на ПС 220 кВ Дон;

- рисунок 16. Летний максимум 2023 г. В ремонте АТ-1 на ПС 220 кВ Дон, отключена ВЛ 110 кВ С.Лубна;
- рисунок 17. Летний минимум 2023 г. В ремонте АТ-1 на ПС 220 кВ Дон, отключена ВЛ 110 кВ С.Лубна;
- рисунок 18. Летний максимум 2023 г. В ремонте АТ-2 на ПС 220 кВ Дон, отключен АТ-1;
- рисунок 19. Летний минимум 2023 г. В ремонте АТ-2 на ПС 220 кВ Дон, отключен АТ-1;
- рисунок 20. Летний максимум 2023 г. В ремонте АТ-1 на ПС 220 кВ Дон, отключена 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Дон;
- рисунок 21. Летний минимум 2023 г. В ремонте АТ-1 на ПС 220 кВ Дон, отключена 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Дон;
- рисунок 22. Летний максимум 2023 г. В ремонте ВЛ 110 кВ Лебедянь Левая (отключена со стороны ПС 220 кВ Правобережная), отключена 2 сек. 110 кВ ПС 110 кВ Лебедянь.

Из вышеприведенных послеаварийных режимов (рис. 13–22) следует, что недопустимая токовая нагрузка электросетевых объектов в районе расположения ПС 220 кВ Дон отсутствует, уровни напряжения в сети находятся в области допустимых значений.

#### 5.6.2.2 Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 110 кВ (базовый вариант развития)

Результаты расчетов токов короткого замыкания в сети 110 кВ представлены на 2023 г.

В таблице 5.18 представлены значения токов короткого замыкания в нормальном режиме и максимальные значения токов короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Липецкой энергосистемы на 2023 г.

**Таблица 5.18**

#### Уровни токов КЗ в сети 110 кВ на 2023 г.

№ п/п	Наименование	Напряжения, кВ	СШ	Ток трехфазного и однофазного КЗ на 2023 г. в норм. режиме, кА	Отключающая способность выключателей, кА
1	Аксай	110/35/10	1	4,55/2,91	40; 10
		110/35/10	2	4,55/2,91	
2	Бугор	110/35/6	1	7,98/4,06	40; 10, 10
		110/35/6	2	7,98/4,06	
3	Вербилково	110/35/6	1	4,54/2,65	40;10, 12.5
		110/35/6	2	4,54/2,65	
4	В. Матренка	110/35/6	1	1,64/0,92	10
		110/35/6	2	1,54/0,89	
5	Гидрооборудование	110/10/6	1	10,07/7,37	18.4; 20; 18.4; 12.5
		110/10/6	2	9,97/7,45	
		110/35/6	1	9,97/7,45	
6	Двуречки	110/10	1	9,66/6,5	25
		110/10	2	9,66/6,5	
7	Добринка	110/35/10	1	2,27/1,3	20, 40; 10
		110/35/10	2	2,27/1,3	
8	Доброе	110/35/10	1	4,09/2,32	10
		110/35/10	2	4,09/2,32	
9	Казинка	110/35/10	1	8,05/5,2	40; 10
		110/35/10	2	8,25/5,22	
10	КПД	110/6	1	13,93/9,01	10
		110/6	2	13,93/9,01	



№ п/п	Наименование	Напряжения, кВ	СШ	Ток трехфазного и однофазного КЗ на 2023 г. в норм. режиме, кА	Отключающая способность выключателей, кА
11	ЛТП	110/6	1	17,55/11,64	
		110/6	2	17,55/11,64	
12	Никольская	110/35/10	1	2,97/1,8	40; 10
		110/35/10	2	2,96/1,8	
13	Новая Деревня	110/35/10	1	5,77/3,52	40; 10
		110/35/10	2	5,77/3,52	
14	Октябрьская	110/10	1	10,18/6,36	25,40
		110/10	2	10,18/6,36	
15	Привокзальная	110/10/6	1	16,51/10,47	40
		110/10/6	2	16,51/10,47	
16	Ситовка	110/6	1	21,64/14,84	25; 40
		110/6	2	21,64/14,84	
17	Тепличная	110/6	1	10,95/6,67	
		110/6	2	10,95/6,67	
18	Усмань	110/35/10	1	2,61/1,59	20; 40; 6.6; 12.5
		110/35/10	2	2,61/1,59	
19	Хворостянка	110/35/10	1	3,58/2,07	10
		110/35/10	2	3,58/2,07	
20	Хлевное	110/35/10	1	2,64/1,51	40;10
		110/35/10	2	2,64/1,51	
21	Трубная-2	110/6	1	7,4/4,42	
		110/6	2	7,4/4,42	
22	Цементная	110/35/6	1	15,98/10,79	40; 20
		110/35/6	2	15,98/10,79	
23	Юго-Западная	110/10/6	1	20,56/13,09	25, 40
		110/10/6	2	20,56/13,09	
24	Южная	110/10/6	1	11,4/8,95	40
		110/10/6	2	11,4/8,95	
25	Манежная	110/10	1	11,66/7,94	40
		110/10	2	11,66/7,94	
26	Университетская	110/10	1	9,75/6,78	40
		110/10	2	9,75/6,78	
27	Агрегатная	110/6	1	9,38/7,18	40
		110/6	2	9,38/7,18	
28	Волово	110/35/10	1	1,8/1,4	25; 10
		110/35/10	2	1,8/1,4	
29	Гороховская	110/35/10	1	3,36/1,98	40; 10
		110/35/10	2	3,36/1,98	
30	Долгоруково	110/35/10	1	3,51/2,24	40; 6,6; 10
		110/35/10	2	2,26/2	
31	Донская	110/35/10	1	6,79/4,39	20; 25; 40 6,6
		110/35/10	2	6,79/4,39	
32	Западная	110/6	1	9,96/7,84	25
		110/6	2	9,96/7,84	
33	Измалково	110/35/10	1	2,6/1,56	10
		110/35/10	2	2,6/1,56	
34	Кашары	110/10	1	4,44/2,7	
		110/10	2	4,44/2,7	
35	Лукошкино	110/10	1	8,04/6,13	40
		110/10	2	8,04/6,13	
36	Набережное	110/35/10	1	2,1/1,8	40; 6.6; 10
		110/35/10	2	2,1/1,8	
37	Табак	110/6	1	9,49/7,64	
		110/6	2	9,49/7,64	
38	Тербуны	110/35/10	1	2,98/3,3	20; 6.6; 12.5
		110/35/10	2	2,54/1,55	
39	Тербунский Гончар	110/10	1	2,86/2,82	40

№ п/п	Наименование	Напряжения, кВ	СШ	Ток трехфазного и однофазного КЗ на 2023 г. в норм. режиме, кА	Отключающая способность выключателей, кА
		110/10	2	2,86/2,82	
40	Лебедянь	110/35/10	1	9,77/7,37	20; 25; 40 10; 6.6
		110/35/10	2	9,77/7,37	
41	Лев Толстой	110/35/10	1	3,46/2,23	40
			2		
42	Чаплыгин Новая	110/35/10	1	1,99/1,22	25; 10
		110/35/10	2	1,98/1,22	
43	Россия	110/35/10	1	3,14/2,35	40; 10
		110/35/10	2	3,14/2,35	
44	Компрессорная	110/35/10	1	5,66/3,46	18.4; 10
		110/35/10	2	5,66/3,46	
45	Березовка	110/35/10	1	1,97/1,26	25; 10
		110/35/10	2	1,97/1,26	
46	Нива	110/10	1	7,01/5,39	40
		110/10	2	7,01/5,39	
47	Астапово	110/35/10	1	3,81/2,49	25; 10
		110/35/10	2	3,81/2,49	
48	Химическая	110/35/10	1	5,34/4,53	20; 40; 12.5
		110/35/10	2	5,34/4,53	
49	Ольховец	110/10	1	6,12/5,48	40
		110/10	2	6,12/5,48	
50	Куймань	110/10	1	7,01/4,49	40
		110/10	2	7,01/4,49	
51	Лутошкино	110/10	1	2,53/1,78	40
		110/10	2	2,53/1,78	
52	Круглое	110/10	1	5,34/4,53	40
		110/10	2	5,34/4,53	
53	Троекурово	110/35/10	1	2,1/1,29	25; 10
		110/35/10	2	2,1/1,29	
54	Рождество	110/10	1	4,25/3,54	40
55	ОЭЗ ППТ Липецк	110/10/10	1	7,2/4,8	40
		110/10/10	2	7,2/4,8	40

Результаты расчетов токов короткого замыкания на период до 2023 г. показали, что замены коммутационного оборудования на ПС 110 кВ по условию недостаточной отключающей способности не требуется.

В таблице 5.19 представлены значения токов КЗ на период до 2023 г. на шинах 110 кВ Липецкой ТЭЦ-2 в нормальной схеме сети

**Таблица 5.19**

1 СШ 1 ск, 2 СШ 1 ск		1 СШ 2 ск, 2 СШ 2 ск	
Трехфазный, кА	Однофазный, кА	Трехфазный, кА	Однофазный, кА
32,41	34,77	31,94	33,12

Согласно результатам расчетов токов короткого замыкания, представленным в таблице 5.19, замены выключателей 110 кВ Липецкой ТЭЦ-2 по недостаточной отключающей способности не требуется.

В таблице 5.20 представлены значения токов КЗ на период до 2023 г. на шинах 110 кВ энергообъектов ПАО «НЛМК» в нормальной схеме сети.

Таблица 5.20

Подстанция		Ток отключения выкл., кА	Значения токов короткого замыкания, кА,	
			Трехфазный, кА	Однофазный, кА
ГПП-18	шины 110 кВ	40	31,6	31,2
РП-1	шины 110 кВ	40	32,6	29,4
РП-2	шины 110 кВ	40	30,1	25,5
ТЭЦ НЛМК	шины 110 кВ	40	30,6	30,0
УТЭЦ НЛМК Т1	шины 110 кВ	40	31,2	29,2
УТЭЦ НЛМК Т2	шины 110 кВ	40	31,1	28,6
УТЭЦ НЛМК Т1	шины 110 кВ	40	31,2	29,0
ГТРС	шины 110 кВ	40	27,8	27,7
ГПП-1	шины 110 кВ	40	28,0	22,9

Результаты расчетов токов короткого замыкания на период до 2023 г. показали, что замены коммутационного оборудования 110 кВ на энергообъектах ПАО «НЛМК» по недостаточной отключающей способности не требуется.

### 5.6.2.3 Решения по электрическим сетям напряжением 35-110 кВ (региональный вариант развития)

Региональный вариант электропотребления учитывает в мощность по договорам на осуществление технологического присоединения к электросетевым объектам напряжением 35 - 220 кВ, приведенным в Приложении 8, а также информацию по вводу электросетевых объектов (присоединение мощности), указанных в Приложении 9.

Целью проведения расчетов по региональному варианту развития является проверка достаточности мероприятий, приведенных в базовом варианте, при учете опережающего развития электрических сетей в соответствии с планами развития региона, особых экономических зон, генерирующих компаний и т.д.

В данном разделе приведены решения по новому строительству, реконструкции сетей 110 кВ, расположенных на территории Липецкой области, по региональному варианту развития.

#### ПС 110/35/10 кВ Долгоруково

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 110 кВ Долгоруково за последние пять лет и до 2023г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017г. – Т1 6,3 МВА, Т2 10 МВА;

- максимальная загрузка подстанции за последние пять лет – 9,35 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора большей мощности – 9,35 МВА (148%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,96 МВА) – 7,39 МВА (117%);

- величина присоединяемой мощности до 2023г.: заявленная – 1,714 МВт, с учетом коэффициента одновременности – 1,457 МВт;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2023г. – 10,987 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора большей мощности – 10,987 МВА (174%);

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,96 МВА) в зимний максимум 2023г. – 9,027 МВА (143%).

В базовом варианте развития запланирована замена трансформатора 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА до 2021г. В этом случае загрузка трансформатора в зимний максимум 2023г. в послеаварийном режиме составит 90%. Таким образом, в рассматриваемый период до 2023 года дополнительных мероприятий по увеличению пропускной способности ПС Долгоруково не требуется.

### **ПС 110/10 кВ Елецпром**

Как указывалось в разделе 5.6.2.1 в Елецком районе для электроснабжения особой экономической зоны «Елецпром» и резидентов федеральной особой экономической зоны, сформированной согласно постановления Правительства РФ №697 от 11.07.2015г. выполнена установка ММПС 110 кВ 25 МВА на площадке ОЭЗ Елецпром и построена одноцепная ВЛ 110 кВ протяженностью 0,701 км (ввод в работу планируется в 2018г.).

Основным заявителем ОЭЗ Елецпром является ОАО «Куриное Царство» с объектами:

- комбикормовый завод 6,9 МВА (6,1 МВА по 2-ой категории, 0,8 МВА по 3-ей категории);

- завод по переработке и убою птицы – 10,8 МВА (7,418 Мва по 2-ой категории надежности, 3,319 МВА по 3-ей категории надежности).

Рядом с ОЭЗ Елецпром расположены объекты ОЭЗ ППТ «Липецк». Заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 10,4 МВт по 3-й категории надежности.

В региональном варианте развития предлагается в 2019г. выполнить строительство стационарной ПС 110 кВ Елецпром с установкой одного трансформатора 40 МВА. В 2020г. выполнить установку второго трансформатора на подстанции. Подключение осуществить ответвлением от ВЛ 110 кВ Елец-тяга Левая, Правая (двухцепная ВЛ 110 кВ, выполненная проводом АС-120 протяженностью 1,5 км). До установки второго трансформатора 40 МВА на ПС 110/10 кВ Елецпром питание потребителей по II категории надежности будет обеспечиваться от ММПС 110 кВ 25 МВА Липецкэнерго. После установки второго трансформатора осуществить перевод питания подключенных потребителей от ММПС на новую подстанцию, демонтаж и перевозку на склад Липецкэнерго ММПС.

Ниже представлены данные по загрузке ПС 110 кВ Елецпром до 2023г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2019г. – Т1 40 МВА, Т2 25 МВА (ММПС 110 кВ), по состоянию на 2020г. – Т1 40 МВА, Т2 40 МВА;

- величина присоединяемой мощности до 2023г.: заявленная – 28,1 МВт, с учетом коэффициента одновременности – 23,885 МВт;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2023г. – 26,837 МВА;

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме в зимний максимум 2023г. – 26,837 МВА (67%).

### **ПС 110/35/10 кВ Химическая**

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 110 кВ Химическая за последние пять лет и до 2023г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017г. – Т1 16 МВА, Т2 16 МВА;



- максимальная нагрузка подстанции за последние пять лет – 21,97 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора большей мощности – 21,97 МВА (137%);

- нагрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,2 МВА) – 17,77 МВА (111%);

- величина присоединяемой мощности до 2023г.: заявленная – 0,531 МВт, с учетом коэффициента одновременности – 0,451 МВт;

- нагрузка подстанции в зимний максимум 2023г. – 22,477 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора большей мощности – 22,477 МВА (140%);

- нагрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,2 МВА) в зимний максимум 2023г. – 18,277 МВА (114%).

Зафиксированная максимальная мощность за пятилетний период в размере 21,97 МВА приходится на 2016 год и является единичным случаем. В предыдущие периоды подобные «скачки» нагрузки отсутствовали. В будущие периоды превышение нагрузки подстанции допустимых пределов не предвидится. Таким образом, проведение мероприятий по снятию ограничений по пропускной способности данного центра питания не требуется.

#### **ПС 35/10 кВ Восход**

В Данковском районе расположена ОЭЗ РУ ПШТ «Данков». Ожидаемая суммарная мощность энергопринимающих устройств резидентов ОЭЗ к 2030 году составит 30,01 МВт. Текущая потребность в электроэнергии – 3,026 МВт. Ближайшим центром питания является ПС 110 кВ Химическая. Для обеспечения электроснабжения новых объектов ОЭЗ потребуется выполнить реконструкцию ПС Химическая с заменой существующих трансформаторов на 2 трансформатора мощностью 25 МВА каждый, реконструкцией ОРУ-110 кВ, реконструкцией строительной части подстанции (фундаменты и прочее), установкой нового распределительного устройства 10 кВ. Ориентировочная стоимость реконструкции данной подстанции составляет 462 480 тыс. руб. (см. Приложение 16, таблицы 1-3).

Альтернативным вариантом является строительство ПС 35/10 кВ Восход с одним трансформатором мощностью 4 МВА. Электроснабжение новой подстанции планируется осуществить от ПС 110 кВ Астапово (центр питания - ПС 220 кВ Дон) через новую ВЛ-35 кВ протяженностью ориентировочно 9 км, построенной от РУ 35 кВ ПС 35/10 кВ Бигильдино. Для подключения линии потребуется в РУ 35/10 кВ ПС Бигильдино установить новый выключатель. Ориентировочная стоимость строительства новой ПС 35 кВ, питающей ее одноцепной линии электропередачи и реконструкции существующей ПС 35 кВ Бигильдино составляет 84 973 тыс. руб. (см. Приложение 16, таблицы 4-8).

Таким образом, строительство данной подстанции и питающей ее ЛЭП является экономически более выгодным, чем реконструкция ПС 110 кВ Химическая. Мероприятия предлагается выполнить в 2020г. Необходимость строительства новой ПС 35 кВ Восход и схема присоединения к электрической сети будет уточняться на этапе разработки технических условий на технологическое присоединение к существующим электрическим сетям и подачи заявок на технологическое присоединение потребителей.

#### **ПС 110/35/10 кВ Усмань**

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 110 кВ Усмань за последние пять лет и до 2023г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017г. – Т1 16 МВА, Т2 16 МВА;
- максимальная загрузка подстанции за последние пять лет – 17,2 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 17,2 МВА (107,5%);
- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,16 МВА) – 13,04 МВА (81,5%);
- величина присоединяемой мощности до 2023г.: заявленная – 3,735 МВт, с учетом коэффициента одновременности – 3,175 МВт;
- загрузка подстанции в зимний максимум 2023г. – 20,77 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 20,77 МВА (130%);
- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (4,16 МВА) в зимний максимум 2023г. – 16,61 МВА (104%).

Исходя из выше сказанного требуется реконструкция ПС 110 кВ Усмань с заменой трансформаторов 2x16 МВА на 2x25 МВА. Данное мероприятие рекомендуется выполнить в 2020-2022г.

### **ПС 110/35/10 кВ Хлевное**

Ниже представлены данные по максимальной загрузке ПС 110 кВ Хлевное за последние пять лет и до 2023г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2017г. – Т1 16 МВА, Т2 16 МВА;
- максимальная загрузка подстанции за последние пять лет – 13,87 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 13,87 МВА (87%);
- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,8 МВА) – 12,07 МВА (75%);
- величина присоединяемой мощности до 2023г.: заявленная – 4,474 МВт, с учетом коэффициента одновременности – 3,803 МВт;
- загрузка подстанции в зимний максимум 2023г. – 18,14 МВА (в ремонтной схеме при отключении одного трансформатора – 18,14 МВА (113%);
- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в ремонтной схеме с учетом перераспределения нагрузки по существующим сетям связи (1,8 МВА) в зимний максимум 2023г. – 16,34 МВА (102%).

Исходя из выше сказанного требуется реконструкция ПС 110 кВ Хлевное с заменой трансформаторов 2x16 МВА на 2x25 МВА. Данное мероприятие рекомендуется выполнить в 2021-2023г.

### **ПС 35/10 кВ Черная слобода**

В настоящее время в северном районе города Ельца ведется активная застройка 2-х микрорайонов: «Черная слобода» и «Северный». На их территориях ведется индивидуальное строительство усадебного типа совместно с объектами социально коммунальной сферы. За прошедшие два года по данным районам реализовано более 150 договоров технологического присоединения. Потребность в электроэнергии микрорайонов в рассматриваемый период составляет 1,438 МВт. Ожидаемая потребность в нагрузке микрорайонов с учетом перспективной застройки и ввода новых объектов составляет 5 МВт.

В настоящее время электроснабжение данных микрорайонов осуществляется от ПС 110 кВ Западная и РП №18. Помимо микрорайонов «Черная слобода» и «Северный» данные ПС 110 кВ и РП осуществляют электроснабжение восточной части города. Географически ПС 110 кВ Западная и РП № 18 и микрорайоны «Черная слобода» и «Северный» находятся в противоположных сторонах города. Протяженность питающих ВЛ составляет более 27 км. Значительная протяженность данных ВЛ накладывает существенные ограничения на их пропускную способность. Других центров питания которые можно использовать для электроснабжения микрорайонов «Черная слобода» и «Северный» нет.

Для электроснабжения потребителей района «Черная слобода» планируется строительство новой подстанции напряжением 35/10 кВ с трансформаторами 2х6,3 МВА, схема РУ 35-4Н. Подключение данной подстанции планируется выполнить ответвлениями от ВЛ 35 кВ Восточная двухцепной ВЛ 35 кВ. Ответвления планируется выполнить в непосредственной близости от ПС 35 кВ Восточная. Протяженность новой ВЛ 35 кВ ориентировочно составит 6 км. Конкретные мероприятия будут определены при рассмотрении технических условий на технологическое присоединение. Строительство новой ВЛ 35 кВ и новой ПС 35 кВ Черная слобода планируется в 2019г.

Ниже представлены данные по загрузке ПС 35/10 кВ Черная слобода до 2023г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2019г. – Т1 6,3 МВА, Т2 6,3 МВА;

- величина присоединяемой мощности до 2023г.: заявленная – 1,438 МВт, с учетом коэффициента одновременности – 1,22 МВт;

- загрузка подстанции в зимний максимум 2023г. – 1,31 МВА;

- загрузка подстанции (трансформатора с меньшей установленной мощностью) в послеаварийном режиме в зимний максимум 2023г. – 1,31 МВА (20,79%).

### **Расчет электроэнергетических режимов в районе ПС 220 кВ Елецкая**

На рисунках 43-46 представлены послеаварийные режимы в летний максимум 2019 г., позволяющие оценить максимальную загрузку автотрансформатора мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Елецкая:

– рисунок 43. Летний максимум 2019 г. Отключение 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Елецкая, при этом загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Елецкая составит 159,7 МВА/382 А;

– рисунок 45. Летний максимум 2019 г. Отключение 1 сек. 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Елецкая в схеме ремонта АТ-2 ПС 220 кВ Елецкая, при этом загрузка оставшегося в работе АТ на ПС 220 кВ Елецкая составит 145,6 МВА/351 А.

Расчеты послеаварийных режимов на уровне нагрузок летнего максимума 2019 г. выявили перегрузку автотрансформатора АТ-2 мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Елецкая. С целью снижения нагрузки автотрансформатора необходимы: установка СВ 110 кВ между 1 и 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Елецкая и замыкание транзита 110 кВ Елецкая – Тербуны (необходимо выполнение реконструкции устройств РЗА на ПС 220 кВ Елецкая, ПС 220 кВ Тербуны, ПС 110 кВ Тербуны).

#### **5.6.4 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже**

##### **5.6.4.1 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже (базовый вариант развития)**

В таблице 5.21 указаны объемы электросетевого строительства сети 220 кВ (базовый вариант развития).

В таблицах 5.22 – 5.27 указаны объемы электросетевого строительства сети 110 кВ (базовый вариант развития).

В таблицах 5.28 – 5.34 указаны объемы электросетевого строительства сети 35 кВ (базовый вариант развития).

В таблице 5.35 указаны сводные данные по развитию сетей 0,4-10 кВ.



Таблица 5.21

Перечень центров питания 220 кВ, намечаемых Схемой развития сетей к новому строительству и реконструкции в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Подстанция	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА	Сроки строительства	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основание выполнения мероприятия
1	ПС 220 кВ Правобережная	2x150 МВА	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция. Реновация основных фондов.

Примечание: согласно информации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра срок окончания реконструкции ПС 220 кВ Правобережная 2020 год.

Таблица 5.22

Перечень мероприятий по установке устройств противоаварийной автоматики в проектный период (базовый вариант развития)

№	Мероприятие	Сроки установки
1	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Бороно – Новая I, II цепь	2019

Таблица 5.23

Перечень центров питания 110 кВ, намечаемых «Схемой» к новому строительству и комплексной реконструкции в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Подстанция	Суммарный переток в 2023 год через трансформатор ПС, МВА	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА	Сроки строительства	Примечание
1	ПС 110 кВ Лебедянь	16,22	25+25	2019-2021	Комплексная реконструкция подстанции

Примечание: нагрузка ПС указана с учетом перераспределения нагрузки по сетям связи.

Таблица 5.24

**Перечень потребителей, подключаемых к новым и реконструируемым ПС 110 кВ (таблица 5.28) в проектный период (базовый вариант развития)**

№	Наименование подстанции	Полное наименование Заявителя	Подключаемая мощность, кВт	Год подключения
1	2	3	5	6
1	ПС 110 кВ Лебедянь	Агропромышленная группа Лебедянский элеватор АО	340	2018-2021

Таблица 5.25

**Перечень центров питания 110 кВ, намечаемых «Схемой» к установке второго трансформатора и замене существующих в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)**

№	Подстанция	Суммарный переток в 2023 году через трансформатор ПС, МВА**	Количество и установленная мощность трансформаторов, единиц/МВА		Сроки установки (замены)
			Исходный год, 2018	Проектный год, 2023	
1	ПС 110 кВ Донская*	7,81	10+10	10+10	2019
2	ПС 110 кВ Казинка	23,07	16+16	25+25	2020
3	ПС 110 кВ Никольская	7,6	6,3+6,3	10+10	2023
4	ПС 110 кВ Хворостянка	13,49	10+16	16+16	2023
5	ПС 110 кВ Тербуны	11,47	10+10	16+16	2018-2022
6	ПС 110 кВ Долгоруково	7,88	6,3+10	10+10	2018-2022
7	ПС 110 кВ Аграрная	96,98	63	63+63	2019

\*-замена по неудовлетворительному техническому состоянию;

\*\* - нагрузка ПС указана с учетом перераспределения нагрузки по сетям связи.

Таблица 5.26

**Перечень потребителей заявленной мощностью 50 кВт и более, подключаемых к реконструируемому ПС 110 кВ  
(таблица 5.30) в проектный период (базовый вариант развития)**

№	Наименование подстанции	Полное наименование Заявителя	Подключаемая мощность, кВт	Год подключения
1	ПС 110 кВ Казинка	Металлург-3 СНТ Техникум права и экономики НОУ СПО (ПС 35 кВ Малей) Ярцева Татьяна Александровна (ПС 35 кВ Малей) ЗАО «Мегаполис-Недвижимость» (ПС 35 кВ Малей) ООО МПК Чернышевой ООО «Отрада Ген» ООО «Отрада Ген»	250 150 320 560 150 150 150	2018-2023 2018-2023 2018-2023 2018-2023 2018-2023 2018-2023 2018-2023
2	ПС 110 кВ Хворостянка	ООО «Черкизово-свиноводство» (ПС 35 кВ Красотыновка)	514	2018-2023
3	ПС 110 кВ Долгоруково	ООО «Елецкие овощи»	102000	2019
4	ПС 110 кВ Аграрная			

Таблица 5.27

**Перечень подстанций 110 кВ, предусмотренных Схемой развития сетей к реконструкции и техническому перевооружению. Основные показатели (базовый вариант развития)**

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Примечание
1	ПС 110 кВ Донская	Замена масляного выключателя в цепи Т2, замена одного комплекта трансформаторов тока 110 кВ, установка комплекта УРЗА для выключателя 110 кВ	2018	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
2	ПС 110 кВ Усманы	Замена выключателя 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель 110 кВ и установка комплекта ТТ 110 кВ	2018	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
3	ПС 110 кВ Кашары	Замена ОД и КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ и	2018	Замена по

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Примечание
		установка 2 к-тов трансформаторов тока 110 кВ, замена общеподстанционного пункта управления, системы оперативного постоянного тока, шкафов УРЗА, терминала 10 кВ		неудовлетворительному техническому состоянию
4	ПС 110 кВ Тербуны	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ, замена масляных выключателей 110 кВ, установка двух комплектов ТТ 110 кВ. Установка УУОТ (1 шт.), шкафов УРЗА (2 шт.), терминал автоматики управления РПН (2шт.), терминал РЗА СВ 35 кВ (1 шт), замена РПН (2шт.), терминал РЗА СВ 6 кВ (2 шт), замена разъединителей (12 шт.).	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
5	ПС 110 кВ Западная	Замена масляных выключателей 110 кВ в цепях Т1 и Т2, а так же секционного выключателя СВ 110, на элегазовые выключатели 110 кВ, установка трансформаторов тока (18 шт.). Установка шкафов УРЗА (2 шт.), терминал автоматики управления РПН (2шт.), терминал РЗА СВ 6 кВ (2 шт), замена разъединителей (8 шт.).	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
6	ПС 110 кВ Тепличная	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ и замена трансформаторов тока 110 кВ (12 шт.). Ремонт здания ОПУ, установка разъединителей (6 шт.), УУОТ, шкафов УРЗА, терминалов РЗА 6 кВ (10 шт.)	2020	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
7	ПС 110 кВ Круглое	Замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель 110 кВ и установка комплекта ТТ 110 кВ. ремонт здания ОПУ, шкафа УРЗА (1 шт.), терминал РЗА СВ 10 кВ (1 шт).	2020	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
8	ПС 110 кВ ЛТП	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ, установка двух комплектов ТТ 110 кВ, установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ	2020	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
9	ПС 110 кВ Доброе	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ, установка двух комплектов ТТ 110 кВ, установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ,	2020	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Примечание
		комплекта РЗА СВ 10 кВ		
10	ПС 110 кВ Октябрьская	Замена масляного выключателя 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель 110 кВ, установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ	2020	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
11	ПС 110 кВ Нива	Замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель 110 кВ, установка комплекта ТТ 110 кВ, установка комплекта УРЗА для выключателя 110 кВ	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
12	ПС 110 кВ Табак	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ, установка двух комплектов ТТ 110 кВ, установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ, комплекта РЗА СВ 6 кВ	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
13	ПС 110 кВ Хворостянка	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ и установка двух комплектов ТТ 110 кВ. Замена вакуумных выключателей 10 кВ – 10 шт. Установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ, 16 комплектов РЗА для выключателей 10 кВ	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
14	ПС 110 кВ Березовка	Замена масляных выключателей на элегазовые (1 шт), трансформаторов тока (3 шт), устройств РЗА	2019	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
15	ПС 110 кВ Гидрооборудование	Замена масляных выключателей на элегазовые (6 шт), трансформаторов тока (27 шт), разъединителей (27 шт.), устройств РЗА	2020	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
16	ПС 110 кВ Компрессорная	Замена масляных выключателей на элегазовые (5 шт), трансформаторов тока (24 шт), разъединителей (23 шт.), устройств РЗА	2020	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
17	ПС 110 кВ Химическая	Замена масляных выключателей на элегазовые (11 шт), трансформаторов тока (39 шт), разъединителей (39 шт.), устройств РЗА	2022	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию



Таблица 5.28

**Перечень линий электропередачи напряжением 110 кВ для РРТП, предусмотренного «Схемой» в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)**

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ
2	КВЛ 110 кВ Елецкая – Аграрная	3,66	Новое строительство	2019
3	ВЛ 110 кВ 2А	23,1	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита	2021-2023
4	ВЛ 110 кВ Двуречки	23,31	Замена провода марки АЖ, замена грозотроса 12,85 км на участках №6-74 и отпайке к ПС 110 кВ Казинка (участок №1-37) 7,53 км	2018
5	ВЛ 110 кВ Доброе	33,7	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита	2020-2021
6	ВЛ 110 кВ Касторное	26,9	Замена провода и грозотроса с линейной арматурой в пролетах опор №16-17, №92-93, выполнить двойное крепление провода на опорах №16,17,92,93	2019-2021
7	ВЛ 110 кВ Лебедянь Левая	66,4	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №202-372, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №292-246, №292-372, установка дополнительных опоры в пролетах опор №265-266, №279-283, №312-321, №327-331, №333-335, №358-363	2018
8	ВЛ 110 кВ Лебедянь Правая	16,85	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №1-50, №187-215, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №1-187, установка дополнительных опоры в пролетах опор №5-6, №34-38	2018
9	ВЛ 110 кВ Ольховец	7,49	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-13, №60-103, замена провода с линейной арматурой на участке опор №60-103, выполнить переход через Ж/Д в соответствии с ПУЭ	2019-2020
10	ВЛ 110 кВ Донская Левая, ВЛ 110 кВ Донская Правая	73,26	Реконструкция перехода ВЛ через Ж/Д в пролетах опор №322-323 и р. Дон №230-232 (замена провода и грозотроса с линейной арматурой в пролетах опор и замена металлических опор с фундаментами №230, 231, 232, 322, 323	2018
11	ВЛ 110 кВ Становая Правая, ВЛ 110 кВ Становая Левая	29	Реконструкция ВЛ с выносом головного участка ВЛ из городской черты оп. №1-38 протяженностью 8км (2 цепи (6 пров.) и грозотрос), а также реконструкция перехода через железную дорогу в пролете №89-90 с заменой провода, грозотроса, стальной арматуры и изоляции	2019
12	ВЛ 110 кВ Бугор Левая, ВЛ 110 кВ Бугор Правая	18,68	Замена грозотроса с линейной арматурой в пролете опор №№ 1-88, отпайка к ПС Правобережная в пролете опор №№ 1-8 с заменой грозотроса и подвесной арматуры, в пролете опор №42 и №43, замена провода и грозотроса в анкерном пролете №42-45 на переходе через р. Воронеж	2021-2022

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ
13	ВЛ 110 кВ Кольцевая Левая, ВЛ 110 кВ Кольцевая Правая	19,81	Замена опор 8 шт. (№3, №6, №9, №11, №13, №15, №40, №41), замена провода, грозотроса в анкерном пролете №39-43 и подстановка двух опор в пролетах №№31-32 отпайка к ПС Южная и пролет №3-4 отпайка к ПС Бугор для габарита, замена изоляторов с линейной арматурой на участке опор №№1-57.	2021-2022
14	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2	22,14	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №№ 8-115; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №№9-115; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор №№ 59-60, 64-70; 71-80.	2021-2023
15	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1	9	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №№ 13-50; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №№ 14-49; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор №№ 13-23, 39-40; 48-49.	2021-2023
16	ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая, ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая	50,6	Реконструкция ВЛ с заменой грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №1-4, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №1-263, замена провода на участке опор №1-263.	2018-2019
17	Заходы ВЛ 110 кВ на ПС Лебедянь	1,35	Переоборудование заходов ВЛ 110 кВ на ПС Лебедянь в связи с реконструкцией подстанции	2019

Таблица 5.29

**Перечень центров питания 35 кВ, намечаемых «Схемой» к комплексной реконструкции в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)**

№	Подстанция	Суммарный переток в 2022 год через трансформатор ПС, МВА	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА	Сроки строительства	Примечание
1	ПС 35 кВ Студеновская	25,76	25+25	2018-2022	Комплексная реконструкция подстанции

Таблица 5.30

Перечень потребителей, подключаемых к реконструируемому ПС 35 кВ (таблица 5.34) в проектный период (базовый вариант развития)

№	Наименование подстанции	Полное наименование Заявителя	Заявленная мощность, кВт	Год подключения
1	ПС 35 кВ Студеновская	АО «ЛГЭК»	11 650	2017-2022

Таблица 5.31

Перечень центров питания, намечаемых «Схемой» к замене существующих трансформаторов в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Подстанция	Суммарная переток через трансформаторы в 2023г., МВА	Количество и установленная мощность трансформаторов, единиц/МВА		Сроки строительства
			2018г.	2023г.	
1	ПС 35 кВ №1	5,38	4+4	6,3+6,3	2021-2023

Примечание: нагрузка ПС указана с учетом перераспределения нагрузки по сетям связи.

Таблица 5.32

Перечень потребителей, подключаемых к реконструируемому ПС 35 кВ (таблица 5.36) в проектный период (базовый вариант развития)

№	Наименование подстанции	Полное наименование Заявителя	Заявленная мощность, кВт	Год подключения
1	ПС 35 кВ №1	АО «ЛГЭК»	1830	2018-2023

Таблица 5.33

Перечень подстанций 35 кВ, предусмотренных Схемой развития сетей к реконструкции и техническому перевооружению. Основные показатели (базовый вариант развития)

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Примечание
1	ПС 35 кВ Птицефабрика	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 и СВ 35 кВ на элегазовые выключатели 35 кВ	2018	Замена по недовлетворительному техническому состоянию
2	ПС 35 кВ Бутырки	Замена выключателей 10 кВ – 11 шт.	2018	Замена по недовлетворительному

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Примечание
				техническому состоянию
3	ПС 35 кВ Водозабор	Замена масляных выключателей 35 кВ в цепях Т1, Т2, ВЛ 35 кВ Введенка 1, ВЛ 35 кВ Водозабор, ВЛ 35 кВ Полевая, СВ 35 кВ на элегазовые выключатели 35 кВ. Реконструкция здания ОПУ, установка шкафов УРЗА (6 шт.), терминала РЗА СВ 10 кВ (1 шт).	2020	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
4	ПС 35 кВ Частая Дубрава	Замена выключателей 10 кВ – 10 шт. Установка терминалов РЗА 10 кВ (10 шт).	2020	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
5	ПС 35 кВ Матыра	Замена выключателей 10 кВ – 9 шт. Установка терминалов РЗА 10 кВ (9 шт).	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
6	ПС 35 кВ Ярлуково	Замена выключателей 10 кВ – 8 шт. Установка терминалов РЗА 10 кВ (8 шт)	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
7	ПС 35 кВ №3	Замена масляных выключателей 35 кВ в цепях ВЛ 35 кВ Сенцово-2, ВЛ 35 кВ №5, СВ 35 кВ. Замена выключателей 10 кВ – 7 шт. Установка 3-х комплектов УРЗА для выключателей 35 кВ, 5 комплектов РЗА для оборудования 10 кВ	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
8	ПС 35 кВ Красная Дубрава	Замена выключателей 10 кВ – 8 шт. Установка 16 комплектов РЗА для оборудования 10 кВ	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
9	ПС 35 кВ Стебаево	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1, Т2. Замена выключателей 10 кВ – 11 шт. Установка 10 комплектов РЗА для оборудования 10 кВ	2018	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
10	ПС 35 кВ Лебедянка	Замена ОД и КЗ 35 кВ и предохранителей в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ. Замена выключателей 10 кВ – 9 шт. Установка 9 комплектов РЗА для оборудования 10 кВ	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию

№	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Примечание
11	ПС 35 кВ Талицкий Чамлык	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
12	ПС 35 кВ Березняговка	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ. Замена выключателей 10 кВ – 9 шт. Установка 9 комплектов РЗА для оборудования 10 кВ, 2 комплекта РЗА для оборудования 35 кВ.	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
13	ПС 35 кВ Ивановка	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ. Замена выключателей 10 кВ – 5 шт. Установка 5 комплектов РЗА для оборудования 10 кВ.	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
14	ПС 35 кВ Ломовец	Замена ОД и КЗ 35 кВ и предохранителей в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
15	ПС 35 кВ Княжья Байгора	Замена выключателей 10 кВ – 16 шт.	2021	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
16	ПС 35 кВ №2	Замена масляных выключателей на элегазовые (6 шт), на вакуумные (7 шт), измерительных трансформаторов (35 шт), разъединителей (12 шт), шкафов УРЗА (5 шт), системы оперативного постоянного тока, терминалов 6, 10 кВ (11 шт)	2023	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию
17	ПС 35 кВ №4	Замена масляных выключателей на элегазовые (6 шт), на вакуумные (7 шт), измерительных трансформаторов (35 шт), разъединителей (12 шт), шкафов УРЗА (5 шт), системы оперативного постоянного тока, терминалов 6, 10 кВ (11 шт)	2023	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию



Таблица 5.34

**Перечень линий электропередачи напряжения 35 кВ для РРТП, предусмотренного «Схемой» в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)**

№ п/п	Наименование ВЛ 35 кВ	Протяженность, км	Объем работ	Год проведения работ
1	Цементная - Студеновская	5,53	Двухцепная КЛ 35 кВ выполненная кабелем АПвПУг-35 кВ сечением 3(1х400)/35 мм <sup>2</sup>	2019-2022
2	Красная пальна	15,4	Замена провода, изоляции и стальной арматуры на участке опор №№ 13-41; замена грозотроса и стальной арматуры на участке опор №№ 9-15; замена изоляции и стальной арматуры на участке опор №№ 41-52.	2020-2022
3	Трубетчино	22,1	Замена грозотроса С-35 в пролетах опор №№ 1-14 и №№ 134-145 протяженностью 3,2 км; замена опор в количестве 53 шт. №23, №38, №№46-48, №50, №51, №53, №55, №56, №60, №62, №65, №67-69, №71-75, №77-79, №84, №88-91, №93, №95, №100, №102, №107-109, №111, №114, №115, №124, №127, №129-132, №134-137, №139, №140.	2021-2022
4	Каменная Лубна	19,72	Замена провода в пролетах опор №№ 1-160, замена грозотроса в пролетах опор №№ 1-13, замена изоляции, стальной арматуры, гасителей вибрации на проводе в пролетах опор №№ 1-160 и грозотросе в пролетах опор №№ 1-13. Замена 160 шт. опор №№ 1-160.	2021-2023
5	Полигово	15,55	Замена провода в пролетах опор №№ 1-167; замена грозотроса в пролетах опор №№ 1-15, №№ 150-167; замена изоляции стальной арматуры, гасителей вибрации на проводе в пролетах опор №№ 1-167 и грозотросе в пролетах опор №№ 1-15 и №№ 150-167. Замена 32 шт. опор №№ 3-33, подстановка опор 10 шт. в пролетах опор №№ 156-166.	2021-2022
6	Дрезгалово-1	21,25	Замена провода в пролетах опор №№ 1-75, замена грозотроса в пролетах №1-11, №52-86, №204-213; замена изоляции, стальной арматуры на проводе и грозотросе в пролетах опор №1-75. Замена опор в количестве 38 шт.: №3-10, №12-17, №19-28, №30-32, №35, №40-42, №47-50, № 53-55. Переустройство через ж/д с двойным креплением в пролете №44-45 и замена двух опор №44 и №45.	2021-2022
7	Плоское	7,38	Реконструкция участка ВЛ протяженностью 7 км	2020-2022
8	Борино	18,8	Реконструкция участка ВЛ протяженностью 14 км	2021-2023
9	Озерки	0,77	Вынос участка оп. №№ 9-14	2019
10	Веселое	0,6	Вынос участка оп. №№ 90-94	2019
11	Аксай	0,52	Вынос участка оп. №№ 127-131	2019
12	Заходы ВЛ 35 кВ на ПС Лебедянь	1,33	Переоборудование заходов ВЛ 35 кВ на ПС Лебедянь в связи с реконструкцией подстанции	2019

Таблица 5.35

## Сводные данные по развитию сетей 0,4-10 кВ

Наименование мероприятий	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Строительство и реконструкция ЛЭП 0,4-10 кВ	км	418	578	708	160	346
Строительство и реконструкция ТП-10 (6) кВ	МВА	20	34	80	32	40

#### **5.6.4.2 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже (региональный вариант развития)**

В таблице 5.36 указаны объемы электросетевого строительства сети 220 кВ (региональный вариант развития).

В таблицах 5.37 – 5.41 указаны объемы электросетевого строительства сети 110 кВ (региональный вариант развития).

В таблицах 5.42 – 5.46 указаны объемы электросетевого строительства сети 35 кВ (региональный вариант развития).

Таблица 5.36

Перечень мероприятий по установке (реконструкции) устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики в проектный период (региональный вариант развития)

№	Мероприятие	Сроки установки (реконструкции)
1	Реконструкция устройств РЗА на ПС 220 кВ Елецкая, ПС 220 кВ Тербуны, ПС 110 кВ Тербуны	2019
2	Модернизация АОПО ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная с действием на отключение нагрузки ПС 220 кВ Казинка	2023
3	Установка СВ 110 кВ между 1 и 2 сек. 110 кВ ПС 220 кВ Елецкая	2019
4	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь	2019

Таблица 5.37

Перечень центров питания 110 кВ, намечаемых «Схемой» к новому строительству в проектный период.  
Основные показатели (региональный вариант развития)

№	Подстанция	Суммарный переток в 2023 год через трансформатор ПС, МВА	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА	Сроки строительства
1	ПС 110/10 кВ Елецпром	26,84	40+40	2019-2020

Таблица 5.38

Перечень потребителей, подключаемых к новым ПС 110 кВ (таблица 5.41) в проектный период (региональный вариант развития)

№	Наименование подстанции	Полное наименование Заявителя	Подключаемая мощность, кВт	Год подключения
1	ПС 110/10 кВ Елецпром	ОАО "Куриное Царство"	17 700	2019-2023
		ОЭЗ ППТ Липецк ОАО	10 400	2018-2019

Таблица 5.39

**Перечень центров питания 110 кВ, намечаемых «Схемой» к установке второго трансформатора и замене существующих в проектный период. Основные показатели (региональный вариант развития)**

№	Подстанция	Суммарный переток в 2023 год через трансформатор ПС, МВА*	Количество и установленная мощность трансформаторов, единиц/МВА		Сроки установки (замены)
			Исходный год, 2018	Проектный год, 2023	
1	ПС 110 кВ Рождество	19,0	25	25+25	2019
2	ПС 110 кВ Усмань	16,61	16+16	25+25	2020-2022
3	ПС 110 кВ Хлевное	16,34	16+16	25+25	2021-2023

\*- загрузка ПС указана с учетом перераспределения нагрузки по сетям связи.

Таблица 5.40

**Перечень потребителей заявленной мощностью 50 кВт и более, подключаемых к реконструируемому ПС 110 кВ (таблица 5.43) в проектный период (региональный вариант развития)**

№	Наименование подстанции	Полное наименование Заявителя	Подключаемая мощность, кВт	Год подключения
1	ПС 110 кВ Долгоруково	ООО "Черкизово-свиноводство" (ПС 35 кВ Красотыновка)	514	2018-2023
		ООО «Гербуны-Агро»	500	2018-2023
		ООО «Агрофирма-Трио»	350	2018-2023
2	ПС 110 кВ Рождество	ООО «Агрофирма-Трио»	350	2018-2023
		ООО "Моторинвест" (парк "ИРИТО")	20000	2018-2023
3	ПС 110 кВ Усмань	ООО "Вега"	3600	2018-2023
		ИП Бурых Роман Витальевич	50	2018-2023
		Пашковский ССПСПК (ПС 35 кВ Пашково)	85	2018-2023
4	ПС 110 кВ Хлевное	ИП Егоров Вадим Николаевич (ВЛ-10 кВ и 2 ТП-10 кВ в с.Хлевное)	930	2018-2023
		АЛБИФ ООО	800	2018-2023
		Русская топливная компания ООО	290	2018-2023



№	Наименование подстанции	Полное наименование Заявителя	Подключаемая мощность, кВт	Год подключения
		ООО «Агро Альянс Липецк» (ПС 35 кВ Конь-Колодезь)	1400	2018-2023
		Сервис-Кар ООО (ПС 35 кВ Конь-Колодезь)	90	2018-2023
		Липецкий кролик ООО (ПС 35 кВ Конь-Колодезь)	450	2018-2023
		ООО "Черкизово-свиноводство" (ПС 35 кВ Курино)	514	2018-2023

Таблица 5.41

Перечень линий электропередачи напряжением 110 кВ для нового строительства, предусмотренного «Схемой» в проектный период. Основные показатели (региональный вариант развития)

№	Линия электропередачи	Марка и сечение провода (кабеля)	Протяженность по трассе, км	Количество цепей	Сроки строительства
1	Ответвление на ПС Елецпром от ВЛ 110 кВ Елец тяга Правая, Левая	АС-120	1,5	2	2019-2020

Таблица 5.42

Перечень центров питания 35 кВ, намечаемых «Схемой» к новому строительству в проектный период. Основные показатели (региональный вариант развития)

№	Подстанция	Суммарный переток в 2023 год через трансформатор ПС, МВА	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА	Сроки строительства	Примечание
1	ПС 35/10 кВ Черная Слобода	1,32	6,3+6,3	2019	
2	ПС 35/10 кВ Восход	3,4	4	2020	

Таблица 5.43

Перечень потребителей, подключаемых к новым ПС 35 кВ (таблица 5.46) в проектный период (региональный вариант развития)

№	Наименование подстанции	Полное наименование Заявителя	Заявленная мощность, кВт	Год подключения
1	ПС 35/10 кВ Черная Слобода	МКР Черная Слобода	1 438	2019
2	ПС 35/10 кВ Восход	ОЭЗ РУ ПШТ «Данков»	3 026	2020-2023

Таблица 5.44

Перечень центров питания, намечаемых «Схемой» к замене существующих трансформаторов в проектный период. Основные показатели (региональный вариант развития)

№	Подстанция	Суммарная переток через трансформаторы в 2023г., МВА	Количество и установленная мощность трансформаторов, единиц/МВА		Сроки строительства
			2018г.	2023г.	
1	ПС 35 кВ №3	5,93	2,5+2,5	6,3+6,3	2019
2	ПС 35 кВ Борисовка	4,93	4+4	6,3+6,3	2020
3	ПС 35 кВ Введенка	5,67	4+4	6,3+6,3	2021

Примечание: загрузка ПС указана с учетом перераспределения нагрузки по сетям связи.

Таблица 5.45

Перечень потребителей, подключаемых к реконструируемому ПС 35 кВ (таблица 5.48) в проектный период  
(региональный вариант развития)

№	Наименование подстанции	Полное наименование Заявителя	Заявленная мощность, кВт	Год подключения
1	ПС 35 кВ №3	Шалпегин Михаил Михайлович	150	2018-2022
		Сапфир-Л ООО	225	2018-2022
		Христо Леонид Михайлович	90	2018-2022
2	ПС 35 кВ Борисовка	Соколова Ольга Юрьевна	70	2018-2022
		ООО «Синергия Парк»	2 000	2018-2022
3	ПС 35 кВ Введенка	Кривец-Птица ООО	150	2018-2022
		Тепличный комплекс Большешкузьминский ООО Александр Иванович Копаев	95	2018-2022
			220	2018-2022

Таблица 5.46

Перечень линий электропередачи напряжением 35 кВ для нового строительства, предусмотренного «Схемой»  
в проектный период. Основные показатели (региональный вариант развития)

№	Линия электропередачи	Марка и сечение провода	Протяженность по трассе, км	Количество цепей	Сроки строительства
1	Ответвление от ВЛ 35 кВ Восточная на ПС 35 кВ Черная Слобода	АС-70	6,0	2	2019
2	ВЛ 35 кВ Бигильдино - Восход	АС-70	9	1	2020

## 6 ОСНОВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ РЕГИОНА

### 6.1 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Липецкой области, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных

Выработка тепловой энергии в области осуществляется на 1755 источниках тепла суммарной установленной мощностью 7387 Гкал/час. Общая протяженность тепловых и паровых сетей в Липецкой области составляет 2305 км в двухтрубном исчислении, из которых свыше 95% приходится на городскую местность.

Крупные населенные пункты имеют централизованную систему теплоснабжения и обеспечиваются тепловой энергией, вырабатываемой на мощных источниках (котельных и теплоэлектростанциях). Отпуск тепловой энергии потребителям в Липецкой области осуществляют 46 предприятий и организаций. Наибольший объем тепловой энергии (85,3%) отпускается источниками ПАО «Квадра»: Липецкая ТЭЦ-2, Елецкая ТЭЦ, Данковская ТЭЦ, Юго-Западная, Северо-Западная и Привокзальная котельные г. Липецка.

На рисунке 6.1 представлена структура потребления тепловой энергии по Липецкой области в виде диаграммы.



Рисунок 6.1. Структура потребления тепловой энергии по Липецкой области.

Ниже представлены технические данные по теплогенерирующим подразделениям филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация».

#### Производственное подразделение «Липецкая ТЭЦ-2»

Установленная мощность по турбоагрегатам: электрическая – 515 МВт; тепловая – 1002 Гкал/ч.

#### Производственное подразделение «Елецкая ТЭЦ»

Установленная мощность по турбоагрегатам: электрическая – 57 МВт; тепловая – 217,6 Гкал/ч.

#### Производственное подразделение «Данковская ТЭЦ»

Установленная мощность по турбоагрегатам: электрическая – 10 МВт; тепловая – 152 Гкал/ч.

#### Производственное подразделение «Липецкие тепловые сети»

Установленная тепловая мощность – 1187,04 Гкал/час.

**Производственное подразделение «Северо – Восточные тепловые сети»**

Установленная тепловая мощность – 123,03 Гкал/час.

**Производственное подразделение «Коммунтеплоэнерго»**

Установленная тепловая мощность – 153,9 Гкал/час.

**Производственное подразделение «Елецкие тепловые сети»**

Установленная тепловая мощность – 148,7 Гкал/час.

В таблице 6.1 представлена структура отпуска теплоэнергии (по параметрам пара) от электростанций и котельных филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» за отчетный период.



Таблица 6.1

Структура отпусков теплоты (по параметрам пара) от электростанций и котельных филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» за отчетный период

№ п/п	Наименование станции	Отпуск теплоты, тыс. Гкал		Параметры пара
		год	Отпуск с коллекторов	
ТЭС				
1	Липецкая ТЭЦ-2	2013	63,55	250 °С; 14,5 кгс/см <sup>2</sup>
		2014	57,623	
		2015	32,955	
		2016	22,743	
		2017	135,763	
2	Елецкая ТЭЦ	2013	223,265	Отпуск тепла в горячей воде на отопление и ГВС. Отпуск тепла в паре Р=7,0 кгс/см <sup>2</sup> , Т=210°С.
		2014	187,041	
		2015	160,496	
		2016	225,215	
		2017	220,206	
3	Данковская ТЭЦ	2013	4,137	6 кгс/см <sup>2</sup> , 250°С
		2014	1,688	
		2015	0	
		2016	0	
		2017	87,68	

## **6.2 Прогноз ограничений мощности ТЭС на 2018-2023гг.**

В таблице 6.2 представлена информация по прогнозу ограничений мощности ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» на период до 2023г.

**Таблица 6.2**  
**Прогноз ограничений мощности ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» на на период до 2023г, МВт.**

№ п/п	Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	Ограничения установленной мощности электростанции Липецкой ТЭЦ-2, на конец года - всего, в т.ч.	36,678	36,678	36,678	36,578	36,678	36,678	36,678
1.1	Технические ограничения	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.2	Временные ограничения, в т.ч.:	36,678	36,678	36,678	36,578	36,678	36,678	36,678
1.3	длительного действия	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4	сезонного действия (плановые)	36,678	36,678	36,678	36,578	36,678	36,678	36,678
1.5	апериодического действия (неплановые)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Ограничения установленной мощности электростанции Елецкой ТЭЦ, на конец года - всего, в т.ч.	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700
2.1	Технические ограничения	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2.2	Временные ограничения, в т.ч.:	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700
2.3	длительного действия	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2.4	сезонного действия (плановые)	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700
2.5	апериодического действия (неплановые)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Ограничения установленной мощности электростанции Данковской ТЭЦ, на конец года - всего, в т.ч.	2,270	2,270	2,270	2,263	2,270	2,270	2,270
3.1	Технические ограничения	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3.2	Временные ограничения, в т.ч.:	2,270	2,270	2,270	2,263	2,270	2,270	2,270

№ п/п	Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
3.3	длительного действия	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3.4	сезонного действия (плановые)	2.270	2.270	2.270	2.263	2.270	2.270	2.270
3.5	апериодического действия (неплановые)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

### **6.3 Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период**

В таблице 6.3 представлена информация по прогнозу производства (отпуска) тепловой энергии от электростанций и котельных филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» по Липецкой области на период до 2023г.

### **6.4 Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе**

В таблице 6.4 представлена информация по структуре расхода топлива, используемого электростанциями и котельными филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» по Липецкой области на период до 2023г.

### **6.5 Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Липецкой области**

В Приложении 13 представлен перечень мероприятий по строительству, реконструкции или модернизации объектов ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» в сфере теплоснабжения на период до 2023г.



Таблица 6.3

**Прогноз производства (отпуска) тепловой энергии от электростанций и котельных на период до 2023 года, в тыс. Гкал  
(филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»)**

№ п/п	Наименование	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Примечание
1	Отпуск тепловой энергии с коллекторов электростанции – всего, в т.ч.	1854,313	1886,922	1999,879	1999,879	1999,879	1999,879	1999,879	тыс. Гкал
1.1	для Липецкой ТЭЦ-2, в т.ч.	1418,983	1451,592	1564,549	1564,549	1564,549	1564,549	1564,549	тыс. Гкал
1.1.1	с коллекторов ТЭС	1418,983	1451,592	1564,549	1564,549	1564,549	1564,549	1564,549	тыс. Гкал
1.2	для Елецкой ТЭЦ, в т.ч.	295,75	295,75	295,75	295,75	295,75	295,75	295,75	тыс. Гкал
1.2.1	с коллекторов ТЭС	295,75	295,75	295,75	295,75	295,75	295,75	295,75	тыс. Гкал
1.2.2	от котельных	0	0	0	0	0	0	0	тыс. Гкал
1.3	для Данковской ТЭЦ, в т.ч.	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	тыс. Гкал
1.3.1	с коллекторов ТЭС	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	тыс. Гкал
1.3.2	от котельных	0	0	0	0	0	0	0	тыс. Гкал
2.	Отпуск тепловой энергии от котельных								
2.1	для котельных ПП ТС г.Липецк	2163,86	2163,86	2163,86	2163,86	2163,86	2163,86	2163,86	тыс. Гкал
2.2	для котельных ПП КТЭ	206,81	206,81	206,81	206,81	206,81	206,81	206,81	тыс. Гкал
2.3	для котельных ПП ЕТС	191,62	191,62	191,62	191,62	191,62	191,62	191,62	тыс. Гкал
2.4	для котельных ПП СВТС	187,37	187,37	187,37	187,37	187,37	187,37	187,37	тыс. Гкал

Таблица 6.4

**Структура расхода топлива, используемого электростанциями и котельными на период до 2023 года, тыс. т у.т.  
(филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»)**

№ п/п	Наименование	2017	2018	2019	2020	2021-22	2023
1	Расход топлива на электростанциях – всего, в т.ч.	706,288	606,461	612,456	650,811	650,811	650,811
1.1	Расход топлива на Липецкой ТЭЦ-2 – всего, в т.ч.	543,417	483,693	489,688	525,043	525,043	525,043
1.1.1	Газ	509,661	483,282	489,277	524,632	524,632	524,632
1.1.2	Нефтепродукты (мазут)	0,033	0,411	0,411	0,411	0,411	0,411
1.1.3	уголь (с указанием вида)	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся
1.1.4	Доменный газ	33,723	0	0	0	0	0
1.2	Расход топлива на Елецкой ТЭЦ – всего, в т.ч.	128,452	92,654	92,654	95,654	92,654	92,654
1.2.1	газ	128,4417404	92,646	92,646	92,646	92,646	92,646
1.2.2	Нефтепродукты (мазут)	0,010	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
1.2.3	уголь (с указанием вида)	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся
1.3	Расход топлива на Данковской ТЭЦ – всего, в т.ч.	34,419	30,114	30,114	30,114	30,114	30,114
1.3.1	газ	34,411	30,107	30,107	30,107	30,107	30,107
1.3.2	Нефтепродукты (мазут)	0,009	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
1.3.3	уголь (с указанием вида)	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся
2	Расход топлива на котельных ИП ТС г.Липецк всего	364,097	345,157	345,157	345,157	345,157	345,157
2.1	газ	364,090	345,151	345,151	345,151	345,151	345,151
2.2	нефтепродукты (мазут)	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
2.3	уголь (с указанием вида)	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся

№ п/п	Наименование	2017	2018	2019	2020	2021-22	2023
3	Расход топлива на котельных ГПП КТЭ всего	35,714	40,151	40,151	40,151	40,151	40,151
3.1	газ	35,714	40,151	40,151	40,151	40,151	40,151
3.2	нефтетопливо (мазут)	0	0	0	0	0	0
3.3	уголь (с указанием вида)	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся
4	Расход топлива на котельных ГПП ЕТС всего	36,486	36,564	36,564	36,564	36,564	36,564
4.1	газ	36,483	36,562	36,562	36,562	36,562	36,562
4.2	нефтетопливо (мазут)	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
4.3	уголь (с указанием вида)	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся
5	Расход топлива на котельных ГПП СВТС всего	31,398	31,843	31,843	31,843	31,843	31,843
5.1	газ	31,398	31,843	31,843	31,843	31,843	31,843
5.2	нефтетопливо (дизтопливо)	0	0	0	0	0	0
5.3	уголь (с указанием вида)	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся	не исп-ся

## 7 Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям

Цифровая интеллектуальная сеть — это сеть с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС и ВЛ, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой оборудования осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК.

Важная характеристика «цифровой» сети – возможность потребителя участвовать в управлении нагрузкой, взаимодействовать с разными сбытовыми компаниями с выбором оптимальных тарифных предложений, интегрировать в сеть собственные источники генерации и накопители электрической энергии. Данный функционал дает широкие возможности всем участникам энергетического рынка обеспечить эффективность передачи и потребления электроэнергии.

Электросетевые компании получают более широкие возможности по прогнозированию потребления, управлению потерями электроэнергии и наблюдаемости сетей.

Ключевые характеристики цифровой интеллектуальной (активно-адаптивной) сети:

- способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;
- возможность активного участия в работе сети потребителей;
- устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;
- обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;
- обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;
- интеграция в сеть новых высокотехнологичных продуктов и предоставление новых электросетевых услуг на рынках, в частности для электротранспорта.

Активно-адаптивную сеть характеризует:

- гибкость. Сеть должна быть адаптирована под различные режимы работы поставщиков и потребителей электроэнергии;
- доступность. Сеть должна быть доступна для новых потребителей, причём в качестве новых подключений к сети могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе возобновляемые источники электроэнергии;
- надёжность. Сеть должна гарантировать надёжность поставки и качество электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов;
- экономичность. Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении интеллектуальной сети совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Ключевым фактором реализации цифровой интеллектуальной сети является платформенность решений и единых цифровых шин данных.

Одним из основных направлений развития цифровизации является повышение уровня автоматизации оперативно - технологического управления. Под оперативно-технологическим управлением (далее - ОТУ) электрическими сетями понимается совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого комплекса (ЭСК) компании, включающая выполнение на различных уровнях операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

- надёжности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условий договоров оказания услуг по передаче;
- надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;

- эффективной, с наименьшими техническими потерями передачи электроэнергии по сетям.

Система ОТУ должна обеспечивать необходимый уровень наблюдаемости и управляемости ЭСК с целью эффективного управления как процессами функционирования электрических сетей, так и процессами их эксплуатационного обслуживания и развития. Основной при этом является автоматизация функции управления.

Одним из ключевых элементов цифровизации являются автоматизированные системы управления на подстанции. А в случае их отсутствия, отдельные технологические системы, обеспечивающие функции передачи информации на верхний уровень управления.

На ПС 220 кВ и 110 кВ, относящихся к транзитным, наиболее целесообразным является применение АСУТП в качестве единой интегрированной системы автоматизации, предназначенной для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления подстанцией. АСУТП подстанции должна являться объектом двойного назначения, с одной стороны – информационным ресурсом для внешних систем автоматизации различного назначения, с другой – АСУТП должна иметь самостоятельное значение для конкретной подстанции в плане повышения эффективности её функционирования за счёт таких факторов, как:

- повышение наблюдаемости сети: отображение состояния присоединений сети в режиме реального времени, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом;

- повышение общей надежности функционирования сети за счет мониторинга текущего состояния работы оборудования и режимов его работы;

- предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванного ошибками персонала, и снижение ущербов;

- повышение производительности труда и снижение численности оперативного и эксплуатационного персонала;

- автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием ПС, в том числе управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления.

Общие требования к АСУТП ПС:

- 1) открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК (в том числе МЭК 61850);

- 2) обеспечение информационного обмена с ЦУС по протоколам МЭК 60870-5-101/104, в дальнейшем – с поддержкой протокола МЭК 61850 - 10;

- 3) развитие аналитических и экспертных функций в АСУТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;

- 4) реализация функций контроля и управления отдельной единицей оборудования с минимальной зависимостью от состояния (в т.ч. отказов) других компонентов системы;

- 5) обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров;

На тупиковых, отпаечных ПС 110 кВ, ПС 35 кВ должны применяться системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ЦУС.

На ТП 6-20 кВ также должны реализовываться упрощенные системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ДП РЭС.

#### Создание «цифровых» подстанций

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на подстанциях ЭСК является создание «цифровых» ПС (ЦПС). Под ЦПС понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (АСУТП / ССПИ, АИИС КУЭ, РЗА, ПА, РАС,



ОМП и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протокола МЭК 61850. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

Создание ЦПС должно осуществляться по двум основным направлениям:

1) функционально-структурное развитие информационно-технологических и управляющих систем ПС, прежде всего интегрированных в АСУТП, – повышение уровня автоматизации технологических процессов ПС;

2) развитие информационных технологий, используемых во вторичных системах ПС, в качестве основных путей которого рассматривается обеспечение единства точек измерения для всех систем ПС посредством «оцифровки» аналоговой и дискретной информации в точках измерения и передачи полученных данных во вторичные системы ПС через цифровую коммуникационную среду ПС, а также рациональная организация информационных потоков на базе протоколов МЭК.

Требования к системам телемеханики и АСУ ТП «цифровых» сетей:

- для реализации функции телеизмерений в качестве источников информации допускается использование счетчиков АСКУЭ и щитовых приборов;

- АСУ ТП ПС должна строиться на базе SCADA–системы. Схема функционирования программно-аппаратных средств верхнего уровня АСУ ТП ПС выполняется на базе серверов / промышленных контроллеров с обеспечением горячего резервирования;

- локальная вычислительная сеть (ЛВС) АСУ ТП ПС должна быть резервируемой. Должна обеспечиваться автоматическая реконфигурация коммутаторов ЛВС АСУ ТП ПС при изменении топологии сети;

- интеграция оборудования и систем автоматизации в АСУ ТП ПС должна осуществляться по протоколам обмена, рекомендованным МЭК (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104, МЭК 61850);

- не должно применяться избыточного резервного управления первичным оборудованием, включая телеуправление.

В составе АСУ ТП ПС должно быть предусмотрено оборудование доступа к сети сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) – сети передачи данных закрытого типа с пакетной коммутацией на базе протокола межсетевоего обмена IP не ниже версии 4, - в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора уровня распределения.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу МЭК 60850, но не хуже МЭК 61870-5-104.

В ИПР филиала ПАО «МРСК» - «Липецкэнерго» на 2018-2023 гг. предусмотрена модернизация ряда подстанций и диспетчерских пунктов РЭС, в части реконструкции существующей системы АСУТП (телемеханика, РЗА, учет электроэнергии, первичное оборудование), направленные на внедрение элементов цифровых электрических сетей, поддерживающих цифровой обмен данными, что является первым этапом на пути к активно-адаптивной сети.

## Мероприятия по внедрению элементов цифровых электрических сетей

Объект	Основание включения в Схеме	Планируемые сроки реализации в Схеме	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
ПС 110/35/10 кВ "Лебедянь"	<p>Превышение нормативного срока эксплуатации оборудования (срок службы ПС более 52 лет), высокий физический и моральный износ оборудования, наличие развивающихся дефектов как на оборудовании, так и на фундаментах зданий и сооружений;</p> <p>Превышение нормативного срока службы силового трансформатора Т-1 и Т-2 (срок эксплуатации более 47 и 45 лет соответственно) наличие аварийных дефектов: течи масла из расширителя, масло указателя, шиберных кранов и термосифонного фильтра, обширная коррозия корпуса, неудовлетворительные результаты диагностики.</p> <p>Отсутствие запчастей для ремонта, а также не ремонтпригодность РПН в связи с сроком эксплуатации.</p>	2019-2021	<p>Техническое перевооружение РЗА с использованием микропроцессорных устройств соответствующих стандарту МЭК 61850:</p> <p>замена панелей защит и автоматики управления выключателями, разъединителями всех присоединений 10 кВ с организацией шины процесса. Сбор дискретной информации от заменяемых коммутационных аппаратов должен осуществляться посредством контроллеров, которые должны находиться в непосредственной близости от источников сигналов в КРУ 10кВ,</p> <p>Оборудование АСУ ТП и РЗА должно обеспечивать передачу информации по протоколам MMS, GOOSE стандарта МЭК 61850 и возможность PRP резервирования.</p> <p>Техническое перевооружение РЗА присоединений 35, 110 кВ с использованием микропроцессорных устройств поддерживающих стандарт МЭК 61850:</p> <p>Техническое перевооружение системы телемеханики и создание АСУ ТП работающей в протоколе МЭК 61850) с выдачей телеметрических сигналов со всех устанавливаемых аппаратов и возможности управления коммутационными аппаратами из ЦУС и Лебедянского РЭС.</p> <p>Автоматизация процесса переключений по типовым бланкам переключений ПС Лебедянь.</p> <p>Создание системы оперативной блокировки всех РУ с применением протокола МЭК 61850.</p> <p>Создание системы видеоконтроля позволяющей дистанционно контролировать процесс проведения переключений на всех уровнях напряжений.</p>	Повышение индекса оценки технического состояния до 100.

<b>Объект</b>	<b>Основание включения в Схеме</b>	<b>Планируемые сроки реализации в Схеме</b>	<b>Основные технические решения по цифровизации</b>	<b>Достижимый эффект (изменение показателей надежности)</b>
ПС 110 кВ Ситовка	Программа развития АСТУ	2018	Модернизация ПС 110 кВ Ситовка в части систем телемеханики, первичного оборудования	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Доброе	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Доброе в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Лев-Толстой	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 110 кВ Лев-Толстой в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Ситовка	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Ситовка в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Тепличная	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Тепличная в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ №2	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 35 кВ №2 в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Октябрьская	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Октябрьская в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Долгоруково	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Долгоруково в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ КПД	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ КПД в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Куймань	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Куймань в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Круглое	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Круглое в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Университетская	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Университетская в части РЗА, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Привокзальная	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Привокзальная в части РЗА, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Усмань	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Усмань в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

<b>Объект</b>	<b>Основание включения в Схеме</b>	<b>Планируемые сроки реализации в Схеме</b>	<b>Основные технические решения по цифровизации</b>	<b>Достижимый эффект (изменение показателей надежности)</b>
ПС 35 кВ Каменная Лубна	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 35 кВ Каменная Лубна в части систем телемеханики, канала связи, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Юго-Западная	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Юго-Западная в части РЗА, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Культура	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 35 кВ Культура в части систем телемеханики, канала связи, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Большой Верх	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 35 кВ Большой Верх в части систем телемеханики, канала связи, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Комплекс	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 35 кВ Комплекс в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Тихий Дон	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 35 кВ Тихий Дон в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Тербуны	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Тербуны в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Донская	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Донская в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Табак	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Табак в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Трубная-2	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Трубная-2 в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Цементная	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Цементная в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Лебедянь	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Лебедянь в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Гороховская	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Гороховская в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

<b>Объект</b>	<b>Основание включения в Схеме</b>	<b>Планируемые сроки реализации в Схеме</b>	<b>Основные технические решения по цифровизации</b>	<b>Достижимый эффект (изменение показателей надежности)</b>
ПС 110 кВ Бугор	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Бугор в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Хлевное	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Хлевное в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Набережное	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Набережное в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Волово	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Волово в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Западная	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Западная в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Казинка	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Казинка в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Чаплыгин-Новая	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Чаплыгин-Новая в части систем телемеханики, РЗА, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Водозабор	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Водозабор в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Воронеж	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Воронеж в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Введенка	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Введенка в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Борисовка	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Борисовка в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Астапово	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 110 кВ Астапово в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Негачевка	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Негачевка в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС



<b>Объект</b>	<b>Основание включения в Схеме</b>	<b>Планируемые сроки реализации в Схеме</b>	<b>Основные технические решения по цифровизации</b>	<b>Достижимый эффект (изменение показателей надежности)</b>
ПС 35 кВ Задонск-сельская	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Задонск-сельская в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Федоровка	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Федоровка в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Московка	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Московка в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС Березняговка 35 кВ	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС Березняговка 35 кВ в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Конь-Колодезь	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Конь-Колодезь в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Поддубровка	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Поддубровка в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Кашары	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 110 кВ Кашары в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Колесово	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Колесово в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Аврора	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Аврора в части РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Песковатка	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Песковатка в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ СХТ	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ СХТ в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Вперед	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Вперед в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Таволжанка	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Таволжанка в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

<b>Объект</b>	<b>Основание включения в Схеме</b>	<b>Планируемые сроки реализации в Схеме</b>	<b>Основные технические решения по цифровизации</b>	<b>Достижимый эффект (изменение показателей надежности)</b>
ПС 35 кВ Князья Байгора	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Князья Байгора в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ №1	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ №1 в части систем телемеханики, РЗА, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Сошки	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Сошки в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Захаровка	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Захаровка в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Малей	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Малей в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Матыра	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Матыра в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Правда	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Правда в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Васильевка	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Васильевка в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Гатище	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Гатище в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Ярлуково	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Ярлуково в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Грязи	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Грязи в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

<b>Объект</b>	<b>Основание включения в Схеме</b>	<b>Планируемые сроки реализации в Схеме</b>	<b>Основные технические решения по цифровизации</b>	<b>Достижимый эффект (изменение показателей надежности)</b>
ПС 35 кВ Бутырки	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Бутырки в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Красная Дубрава	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Красная Дубрава в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Данков-сельская	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 35 кВ Данков-сельская в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Двуречки	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 110 кВ Двуречки в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Добринка	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 110 кВ Добринка в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Хворостянка	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 110 кВ Хворостянка в части систем телемеханики, РЗА, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Березовка	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 110 кВ Березовка в части систем телемеханики, канала связи, РЗА, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ ГПП-2	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ПС 110 кВ ГПП-2 в части систем телемеханики, канала связи, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Красная Пальна	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Красная Пальна в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Яблонево	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Яблонево в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Лебедянка	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Лебедянка в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

<b>Объект</b>	<b>Основание включения в Схеме</b>	<b>Планируемые сроки реализации в Схеме</b>	<b>Основные технические решения по цифровизации</b>	<b>Достижимый эффект (изменение показателей надежности)</b>
ПС 35 кВ Большая Боевка	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Большая Боевка в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Князево	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Князево в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Тербуны 2-е	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Тербуны 2-е в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Бабарыкино	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Бабарыкино в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Стегаловка	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Стегаловка в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Талицкий Чамлык	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Талицкий Чамлык в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Ломовец	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Ломовец в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Жерновное	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Жерновное в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Каменка	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Каменка в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Тимирязево	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Тимирязево в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Чернолес	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Чернолес в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

<b>Объект</b>	<b>Основание включения в Схеме</b>	<b>Планируемые сроки реализации в Схеме</b>	<b>Основные технические решения по цифровизации</b>	<b>Достижимый эффект (изменение показателей надежности)</b>
ПС 35 кВ Пластица	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Пластица в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Раненбург	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Раненбург в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Новочеркутино	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Новочеркутино в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Ламское	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Ламское в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Плоское	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Плоское в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Петровская	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Петровская в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Верхняя Матренка	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 110 кВ Верхняя Матренка в части систем телемеханики, РЗА, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Россия	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 110 кВ Россия в части систем телемеханики, РЗА, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Большое Попово	Программа развития АСТУ	2023	Модернизация ПС 35 кВ Большое Попово в части систем телемеханики, канала связи, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ КПД	Программа развития АСТУ	2018	Модернизация ПС 110 кВ КПД в части систем телемеханики (полная)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ ЛТП	Программа развития АСТУ	2018	Модернизация ПС 110 кВ ЛТП в части систем телемеханики (полная)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Тепличная	Программа развития АСТУ	2018	Модернизация ПС 110 кВ Тепличная в части систем телемеханики (полная)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ ГПП-2	Программа развития АСТУ	2018	Модернизация ПС 110 кВ ГПП-2 в части систем телемеханики (полная)	Повышение наблюдаемости ПС



<b>Объект</b>	<b>Основание включения в Схеме</b>	<b>Планируемые сроки реализации в Схеме</b>	<b>Основные технические решения по цифровизации</b>	<b>Достижимый эффект (изменение показателей надежности)</b>
ПС 110 кВ Березовка	Программа развития АСТУ	2018	Модернизация ПС 110 кВ Березовка в части систем телемеханики (полная)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Вербилово	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Вербилово в части систем телемеханики (полная)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Казинка	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ПС 110 кВ Казинка в части систем телемеханики (полная)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Чаплыгин Новая	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ПС 110 кВ Чаплыгин Новая в части систем телемеханики (полная)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Волово	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ПС 110 кВ Волово в части систем телемеханики (полная)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Нива	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ПС 110 кВ Нива в части систем телемеханики (полная)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Березовка	Программа развития АСТУ	2018	Модернизация ПС 110 кВ Березовка в части организации цифровых каналов связи на базе систем беспроводного широкополосного доступа	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 110 кВ Казинка	Программа развития АСТУ	2018	Модернизация ПС 110 кВ Казинка в части организации цифровых каналов связи на базе систем беспроводного широкополосного доступа	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Борино	Программа развития АСТУ	2018	Модернизация ПС 35 кВ Борино в части организации цифровых каналов связи на базе систем беспроводного широкополосного доступа	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Романово	Программа развития АСТУ	2018	Модернизация ПС 35 кВ Романово в части организации цифровых каналов связи на базе систем беспроводного широкополосного доступа	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 110 кВ Хворостянка	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 110 кВ Хворостянка совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Правобережная - ПС 110 кВ Вербилово	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Правобережная - ПС 110 кВ Вербилово совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Хворостянка - ПС 110 кВ Добринка	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Хворостянка - ПС 110 кВ Добринка совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

Объект	Основание включения в Схеме	Планируемые сроки реализации в Схеме	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Добринка - ПС 110 кВ Верхняя Матренка	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Добринка - ПС 110 кВ Верхняя Матренка совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 35 кВ Город Грязи	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 35 кВ Город Грязи совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Дон - ПС 110 кВ Нива	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Дон - ПС 110 кВ Нива совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Ситовка - ПС 110 кВ Тепличная - ПС 110 кВ КПД - ПС 110 кВ ЛТП	Программа развития АСТУ	2018	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Ситовка - ПС 110 кВ Тепличная - ПС 110 кВ КПД - ПС 110 кВ ЛТП совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Вербилово - ПС 110 кВ Хлевное	Программа развития АСТУ	2020	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Вербилово - ПС 110 кВ Хлевное совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Дружба	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Дружба в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Карамышево	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Карамышево в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Карьер	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Карьер в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ПС 35 кВ Сселки	Программа развития АСТУ	2019	Модернизация ПС 35 кВ Сселки в части систем телемеханики, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования (программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 110 кВ Аксай - ПС 110 кВ Никольская - ПС 110 кВ Усмань -	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Гидрооборудование - ПС 110 кВ Аксай - ПС 110 кВ Никольская - ПС 110 кВ Усмань - РДП Усманского РЭС совместной подвеской ВОЛС для	Повышение наблюдаемости ПС

Объект	Основание включения в Схеме	Планируемые сроки реализации в Схеме	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
РДП Усманского РЭС			организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	
ВЛ 110 кВ на участке РДП Лебедянского РЭС - ПС 110 кВ Рождество - ПС 110 кВ Россия - ПС 110 кВ Лутошкино - РДП Краснинского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке РДП Лебедянского РЭС - ПС 110 кВ Рождество - ПС 110 кВ Россия - ПС 110 кВ Лутошкино - РДП Краснинского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Ситовка - ПС 110 кВ Доброе - РДП Добровского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Ситовка - ПС 110 кВ Доброе - РДП Добровского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Донская - ПС 110 кВ Кашары - ПС 110 кВ Гороховская - РДП Задонского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Донская - ПС 110 кВ Кашары - ПС 110 кВ Гороховская - РДП Задонского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая - ПС 110 кВ Измалково - РДП Измалковского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая - ПС 110 кВ Измалково - РДП Измалковского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая - ПС 110 кВ Становое - ПС 35 кВ Плоское - РДП Становлянского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая - ПС 110 кВ Становое - ПС 35 кВ Плоское - РДП Становлянского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Цементная - ПС 35 кВ Водозабор - ПС 220 кВ Сокол - ПС 35 кВ Бутырки - ПС 35 кВ Малей - ПС 35 кВ Ярлуково - ПС 110 кВ Казинка - ПС 35 кВ Таволжанка - ПС 35 кВ Грязи жд - ПС 35 кВ Пост 474 - ПС 110 кВ Гидрооборудование	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Цементная - ПС 35 кВ Водозабор - ПС 220 кВ Сокол - ПС 35 кВ Бутырки - ПС 35 кВ Малей - ПС 35 кВ Ярлуково - ПС 110 кВ Казинка - ПС 35 кВ Таволжанка - ПС 35 кВ Грязи жд - ПС 35 кВ Пост 474 - ПС 110 кВ Гидрооборудование совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

Объект	Основание включения в Схеме	Планируемые сроки реализации в Схеме	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Доброе - ПС 35 кВ Каликино - ПС 35 кВ Ратчино - ПС 35 кВ Колыбельская - ПС 110 кВ Компрессорная	Программа развития АСТУ	2022	Модернизация ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Доброе - ПС 35 кВ Каликино - ПС 35 кВ Ратчино - ПС 35 кВ Колыбельская - ПС 110 кВ Компрессорная совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС