



РАСПОРЯЖЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА АСТРАХАНСКОЙ ОБЛАСТИ

28.04.2022

№ 225-р

О схеме и программе перспек-
тивного развития электроэнерге-
тики Астраханской области на
2023 – 2027 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федера-
ции от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития
электроэнергетики»:

1. Утвердить прилагаемые схему и программу перспективного развития
электроэнергетики Астраханской области на 2023 – 2027 годы.

2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Астрахан-
ской области от 29.04.2021 № 232-р «О схеме и программе перспективного
развития электроэнергетики Астраханской области на 2022 – 2026 годы».

3. Распоряжение вступает в силу со дня его подписания, за исключени-
ем пункта 2, вступающего в силу с 01.01.2023.

Губернатор Астраханской области



И.Ю. Бабушкин

УТВЕРЖДЕНЫ

распоряжением
Губернатора
Астраханской области
от 28.04.2022 № 225-р

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Астраханской области на 2023 – 2027 годы

1. Общие положения

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Астраханской области на 2023 – 2027 годы (далее – Программа) разработана в соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» и техническим заданием на разработку схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Астраханской области на период 2023 – 2027 годов.

Астраханская область расположена на юго-востоке европейской части России, на территории Прикаспийской низменности в нижнем течении р. Волги.

Общая площадь региона составляет 52,9 тыс. кв. км (в том числе Черные земли – 3,9 тыс. кв. км) пустынь и полупустынь, степей, поймы и дельты р. Волги. Десятая часть территории – реки, ильмени, протоки, ерики. Климат резко континентальный.

Численность постоянного населения Астраханской области на 1 января 2022 года составила 989 345 человек.

Астраханская область входит в состав Южного федерального округа. По суше территория граничит с Республикой Казахстан, по морю – с Азербайджанской Республикой, Исламской Республикой Иран, Республикой Казахстан и Туркменистаном.

В Российской Федерации соседними субъектами Астраханской области являются Волгоградская область и Республика Калмыкия. Областной центр – город Астрахань, городами областного подчинения – Ахтубинск, Знаменск, Камызяк, Харабали и Нариманов.

В настоящее время, как и в историческом прошлом, Астраханская область – это территория юга России с развивающейся экономикой, значительным потенциалом и прочными дипломатическими связями.

Основу уникального природно-ресурсного потенциала Астраханского региона составляют значительные запасы углеводородов нефти, газа и газового конденсата, разведанные на территории региона и российской части дна Каспийского моря, а также сера, соль, бром, йод, общераспространенные полезные ископаемые (гипс, глина, пески и прочее) и пресные подземные воды,

минеральные воды.

На территории Астраханской области расположено уникальное соленое озеро Баскунчак, промышленная разработка которого ведется более 100 лет. Месторождение служит главной базой добычи пищевой и технической соли в России. Крупное Нижне-Баскунчакское месторождение гипса является основой для производства гипса сыромолотого, гипсового камня и различных строительных смесей.

Нефтегазовая отрасль и топливно-энергетический комплекс традиционно занимают лидирующие позиции в промышленности региона.

Месторождения углеводородного сырья на территории Астраханской области содержат более 20 % общероссийских запасов конденсата, 5 % природного газа и около 90 % газовой серы. Основная доля запасов углеводородов региона сконцентрирована на Астраханском газоконденсатном месторождении, уникальном по запасам и компонентному составу. На территории области также расположено крупное по запасам нефтяное месторождение – Великое.

Астраханская область с каждым годом приобретает все возрастающее экономическое значение в связи с наличием углеводородов в северной части Каспийского моря, имеющего статус внутреннего моря-озера. Крупнейшим из открытых месторождений на море является нефтяное месторождение им. В. Филановского, а по газу – месторождение Хвалынское.

Уникальное экономико-географическое положение Астраханской области определило высокий транспортно-транзитный потенциал региона.

В области достаточно развита транспортная инфраструктура. На конец 2019 года эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования составляет 629,6 км, протяженность автомобильных дорог с твердым покрытием – 4,1 тыс. км, протяженность внутренних водных путей, по которым может осуществляться судоходство, – 1,3 тыс. км.

На территории Астраханской области находятся два торговых морских порта: Оля и Астрахань, и, что наиболее важно, сосредоточено около 60 % всех судостроительно-судоремонтных мощностей Прикаспийского региона. Имея выход к Каспийскому морю, обладая базой судостроительной промышленности, Астраханская область успешно развивает судостроение и судоремонт как основу для флотов стран Каспийского региона.

Также в административном центре – муниципальном образовании «Город Астрахань» – находится международный аэропорт, принимающий регулярные внутренние и международные рейсы.

Астраханская область поддерживает исторические связи и развивает новые контакты не только с прикаспийскими государствами, но и со странами дальнего зарубежья. Наличие крупных портовых мощностей в регионе создает возможность интеграции в регионе российских грузов, направляемых в страны Южной Азии, прежде всего в Исламскую Республику Иран и Республику Индия. Крупные партии импортных товаров могут перекомпоновываться в Астраханской области для последующей отправки в другие регионы России.

В течение ряда последних лет в Астраханской области были реализованы крупнейшие инфраструктурные проекты, среди которых: введение в эксплуатацию моста через р. Кигач, соединившего Россию и Республику Казахстан; открытие первого пускового комплекса общегородской транзитной магистрали через реки Прямую и Кривая Болда; модернизация аэропорта г. Астрахани; строительство Северного обхода г. Астрахани; строительство взлетно-посадочной полосы в г. Ахтубинске Астраханской области; строительство автомобильной дороги А-153 Астрахань – Кочубей – Кизляр – Махачкала на участке Лиман – граница Республики Калмыкия и Астраханской области; строительство моста через реку Таловую на автодороге Володарский – Цветное в Володарском районе Астраханской области и другие.

Традиционно одно из значимых мест в экономике Астраханской области занимают сельское хозяйство и рыбная отрасль. Агропромышленный комплекс имеет уникальные природные возможности по выращиванию овоще-бахчевых культур и картофеля, перспективы развития перерабатывающей сельхозпродукции промышленности.

Богатое природно-рекреационное и историко-культурное наследие региона, наличие большого количества достопримечательностей являются основой для диверсификации существующего туристского продукта и становления региона в качестве центра культурно-познавательного, событийного, паломнического, экологического, спортивного и любительского рыболовного туризма.

Данные отрасли исторически составляют основу экономики Астраханской области и в настоящее время определяют специализацию региона как среди регионов России, так и на международном рынке. При условии модернизации в долгосрочной перспективе перечисленные виды добывающих и обрабатывающих производств сохранят за собой функцию драйверов экономики региона.

2. Анализ существующего состояния энергосистемы Астраханской области

2.1. Характеристика энергосистемы Астраханской области

Характерной особенностью Астраханской энергосистемы является расположение объектов энергетической инфраструктуры с северо-запада на юго-восток вдоль реки Волги на протяжении более 600 км. Около 80 % всего потребления Астраханской энергосистемы сосредоточено на юге Астраханской области (г. Астрахань и его промышленная территория).

Энергосистема Астраханской области является тупиковой и связана с энергосистемой Волгоградской области двумя линиями электропередачи напряжением 110 кВ и четырьмя линиями электропередачи напряжением 220 кВ. Кроме того, относительно небольшая часть электроэнергии по электрическим сетям напряжением 35, 110, 220 кВ передается в энергосистемы республик Калмыкия и Казахстан.

На территории Астраханской области по состоянию на 01.01.2022 действуют три тепловые электрические станции, одна блок-станция, двенадцать солнечных электростанций и пять ветровых электростанций:

- Астраханская ГРЭС (ПГУ-110) – 121 МВт (ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»);
- Астраханская ТЭЦ-2 – 380 МВт (ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»);
- Астраханская ПГУ-235 – 235 МВт (ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»);
- ТЭЦ-Северная – 8 МВт (АО «ТЭЦ-Северная»);
- СЭС Заводская – 15 МВт (ООО «Сан Проджектс»);
- СЭС Нива – 15 МВт (ООО «Грин Энерджи Рус»);
- Фунтовская СЭС – 60 МВт (ООО «Грин Энерджи Рус»);
- Ахтубинская СЭС – 60 МВт (ООО «Грин Энерджи Рус»);
- СЭС Промстройматериалы – 15 МВт (ООО «Сан Проджектс 2»);
- СЭС Тинаки – 15 МВт (ООО «Энергоэффект ДБ»);
- Енотаевская СЭС – 15 МВт (ООО «Энергоэффект ДБ»);
- Окрасочная СЭС – 15 МВт (ООО «Эко Энерджи Рус»);
- Вододелительная СЭС – 15 МВт (ООО «Эко Энерджи Рус»);
- Лиманская СЭС – 30 МВт (ООО «Грин Энерджи Рус»);
- Октябрьская СЭС – 15 МВт (ООО «Пятая проектная компания»);
- Песчаная СЭС – 15 МВт (ООО «Шестая проектная компания»);
- Холмская ВЭС – 88,2 МВт (ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»);
- Черноярская ВЭС – 37,8 МВт (ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»);
- Старицкая ВЭС – 50,4 МВт (ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»);
- Манланская ВЭС – 75,6 МВт (ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»);
- Излучная ВЭС – 88,2 МВт (ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»).

Общая установленная электрическая мощность электростанций Астраханской области на 01.01.2022 составляет 1369,2 МВт.

Также в 2016 году на территории Астраханской области в непосредственной близости от г. Нариманова введена в эксплуатацию фотоэлектрическая электростанция на монокристаллических модулях мощностью 250 кВт (ООО «Наримановская СЭС»), выдающая электрическую энергию на розничный рынок.

Описание схемы электроснабжения Астраханской области

Наибольшую протяженность электрических сетей в Астраханской области имеют следующие организации:

- филиал ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго»;
- Астраханский район магистральных электрических сетей филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Волго-Донское ПМЭС.

**Электрические сети филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Волго-Донское
ПМЭС**

Класс напряжения подстанций	Количество под- станций, ед.	Количество си- ловых транс- форматоров, ед.	Установленная мощность, МВА
500 кВ	1	3	501
220 кВ	9	16	1654
110 кВ	2	13	204,1

Тип линии	Напряжение, кВ	Протяженность по трассе, км
ВЛ	220 (в габаритах 500)	475,125
	220	1177,976
	110	120,75

Шунтирующие реакторы

Напряжение, кВ	Количество, ед.	Установленная мощность, МВА
500	1	180

Батареи статических конденсаторов

Напряжение, кВ	Количество, ед.	Установленная мощность, МВА
110	3	80,6

Электрические сети филиала ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго»

Класс напряжения подстанций	Количество под- станций, ед.	Количество си- ловых транс- форматоров, ед.	Установленная мощность, МВА
110 кВ	91	144	1844,4
35 кВ	43	59	348,6
6/10 кВ	4417	4887	1220,4

Тип линии	Напряжение, кВ	Протяженность по трассе, км
ВЛ	110	2379,5
	35	665
	0,4-10	17191,7
КЛ	35-110	11,1
	0,4-10	1413,9

Электрические сети энергосистемы Астраханской области представлены и рядом других сетевых организаций. Основными источниками электро-снабжения Астраханского ГПЗ ООО «Газпром переработка Астрахань» являются энергообъекты Южного филиала ООО «Газпром энерго».

Электрические сети Южного филиала ООО «Газпром энерго»

Класс напряжения подстанций	Количество подстанций, ед.	Количество силовых трансформаторов, ед.	Установленная мощность, МВА
110 кВ	4	9	461
35 кВ	8	16	65,6
6/10 кВ	40	99	87,923

Тип линии	Напряжение, кВ	Протяженность, км
ВЛ	110 (в габаритах 220 кВ)	13,84
	110	11
	35	161,26
	6/10	525,272
	Всего	711,372

Электрические сети филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго»

Класс напряжения подстанций	Количество подстанций, ед.	Количество силовых трансформаторов, ед.	Установленная мощность, МВА
110 кВ	2	3	75

35 кВ	15	25	84,5
6/10 кВ	352	495	197,787

Тип линии	Напряжение, кВ	Протяженность, км
ВЛ	110	-
	35	151,28
	6/10	180,696
КЛ	110	-
	35	2,6
	6/10	452,45

Электроэнергетика Астраханской области представлена организациями частной формы собственности с различной долей на рынке (в процентах от общей выработки за 2021 год):

- организации, вырабатывающие электрическую энергию:

ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» – 3455,2 млн кВт*час (84,5%);

АО «ТЭЦ-Северная» – 20,1 млн кВт*час (0,5%);

ООО «Сан Проджектс» – 21,0 млн кВт*час (0,5%);

ООО «Грин Энерджи Рус» – 214,1 млн кВт*час (5,2%);

ООО «Сан Проджектс 2» – 20,5 млн кВт*час (0,5%);

ООО «Энергоэффект ДБ» – 40,4 млн кВт*час (1,0%);

ООО «Эко Энерджи Рус» – 41,1 млн кВт*час (1,0%);

ООО «Пятая проектная компания» – 19,1 млн кВт*час (0,5%);

ООО «Шестая проектная компания» – 19,0 млн кВт*час (0,5%);

ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ» – 125,3 млн кВт*час (3,1%);

ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ» – 111,3 млн кВт*час (2,7%);

- распределительные сетевые компании – транспортировщики:

филиал ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго» – 97%;

прочие – 3%;

- энергосбытовые компании:

ПАО «Астраханская энергосбытовая компания» – гарантирующий поставщик, потребителями которого являются г. Астрахань и муниципальные образования Астраханской области (67,2% от общего объема потребления электрической энергии);

АО «Газпром энергосбыт», потребителем которого является ООО «Газпром добыча Астрахань» (17,4% от общего объема потребления электрической энергии);

ООО «Транснефтьэнерго», потребителем которого является АО «КТК-Р» в границах Астраханской области (3,6%);

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» – гарантирующий поставщик, потребителем которого является ОАО «РЖД» в границах Астраханской области (0,9% от общего объема потребления электрической энергии);

ООО «Энергосистема», потребителями которого являются ОАО «Астраханское стекловолокно» и ООО «МС Групп» г. Астрахань (0,7 % от общего объема потребления электрической энергии);

ПАО «Мосэнергосбыт», потребителем которого является ООО «Метро Кэш энд Керри» (0,1 % от общего объема потребления электрической энергии);

ООО «МагнитЭнерго», потребителями которого являются АО «Тандер», РЦ Астрахань и ООО «АПК Астраханский» (0,5 % от общего объема потребления электрической энергии);

ООО «Трансэнергопром», потребителем которого является Астраханский тепловозоремонтный завод – филиал АО «Желдорреммаш» (0,1 % от общего объема потребления электрической энергии);

ООО «Инженерные изыскания», потребителем которого является ООО «Лента» Л-31 (0,1 % от общего объема потребления электрической энергии);

ООО «РУСЭНЕРГО», потребителем которого является ТРЦ «Гранд Ривер» (0,03 % от общего объема потребления электрической энергии);

ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЭРВИС», потребителем которого является ТПП «Волгограднефтегаз» ООО «РИТЭК» (0,03 % от общего объема потребления электрической энергии);

ООО «КС Энергосбыт», потребителем которого является ООО «Дорадо» (0,01 % от общего объема потребления электрической энергии) с декабря 2021 года;

ООО «ЕЭС-Гарант», потребителем которого является ООО «Руссоль» ЦДПС Бассоль (0,09 % от общего объема потребления электрической энергии).

2.2. Анализ существующего баланса мощности и электроэнергии энергосистемы Астраханской области

Максимум потребления мощности по территории энергосистемы Астраханской области в 2021 году зафиксирован 21.07.2021 в 14:00 по московскому времени при среднесуточной температуре наружного воздуха 33,0°C и составил 722 МВт.

Нагрузка станций в час максимума составила 566 МВт, в том числе:

ТЭС, всего – 402 МВт:

- Астраханская ТЭЦ-2 – 198 МВт;
 - Астраханская ГРЭС (ПГУ-110) – 0 МВт;
 - АО «ТЭЦ-Северная» – 1 МВт;
 - Астраханская ПГУ-235 (ПГУ-1) – 100 МВт;
 - Астраханская ПГУ-235 (ПГУ-2) – 103 МВт;
- СЭС, всего – 164 МВт:
- СЭС Заводская – 10 МВт;

- СЭС Нива – 9 МВт;
- СЭС Промстройматериалы – 10 МВт;
- СЭС Тинаки – 10 МВт;
- Енотаевская СЭС – 3 МВт;
- Фунтовская СЭС – 37 МВт;
- Ахтубинская СЭС – 36 МВт;
- Окрасочная СЭС – 10 МВт;
- Вододелительная СЭС – 4 МВт;
- Лиманская СЭС – 15 МВт;
- Октябрьская СЭС – 10 МВт;
- Песчаная СЭС – 10 МВт.

Принято из других энергосистем:

Всего – 180 МВт, в том числе:

- энергосистема Волгоградской области – 175 МВт;
- энергосистема Республики Калмыкия – 5 МВт.

Передано в Казахстан – 24 МВт.

Потребление:

- ПАО «Астраханская энергосбытовая компания» – 577 МВт;
- АО «Газпром энергосбыт» – 77 МВт;
- ООО «Транснефтьэнерго» – 14 МВт;
- прочие потребители – 12 МВт;
- собственные нужды ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» – 31 МВт;
- собственные нужды СЭС – 1 МВт;
- потери ЕНЭС (ФСК, МСК) – 10 МВт.

2.3. Баланс мощности по территории энергосистемы Астраханской области за 2017 – 2021 годы (МВт) на час прохождения максимума потребления мощности

Показатель		2017	2018	2019	2020	2021
		10.02 08:00	16.01 09:00	04.02 09:00	25.12 09:00	21.07 14:00
Электростанции	Установленная мощность, всего	744,0	759,0	939,0	1029,0	1029,0
	ТЭС	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0
	СЭС	0	15,0	195,0	285,0	285,0
	Ограничения мощности, всего	16,4	24,5	193,8	239,2	234,1
	ТЭС	16,4	11,1	14,9	7,1	113,2
	СЭС	0	13,4	178,9	232,1	120,9
	Располагаемая мощность, всего	728,8	734,7	746,9	791,9	794,9
	ТЭС	728,8	733,1	730,8	739,0	630,8
	СЭС	0	1,6	16,1	52,9	164,1
	Нагрузка, всего	716,7	579,0	639,0	697,1	566,4
	ТЭС	716,7	577,4	622,9	644,2	402,3
	СЭС	0	1,6	16,1	52,9	164,1

Показатель		2017	2018	2019	2020	2021
		10.02 08:00	16.01 09:00	04.02 09:00	25.12 09:00	21.07 14:00
Потребление мощности	По территории энергосистемы, включая потери ЕНЭС (зимний максимум)	748	748	691	704	722
	рост, %	0,5	0	-7,6	1,9	2,6
Сальдо перетоков	По территории энергосистемы Астраханской области	31,3	169,0	52,0	6,9	155,6

2.4. Баланс электрической энергии по территории энергосистемы Астраханской области за 2017 – 2021 годы
(млн кВт*ч)

Показатель	Применение показателя	2017	2018	2019	2020	2021
Выработка	Всего по энергосистеме Астраханской области	4115,8	4066,8	4106,0	4140,8	4087,0
	Астраханская ТЭЦ-2	1514,7	1527,9	1425,7	1155,2	1467,4
	Астраханская ГРЭС (ПГУ-110)	852,1	778,5	794,5	847,2	320,1
	Астраханская ПГУ-235	1707,3	1656,8	1587,3	1716,5	1667,6
	СЭС Заводская	7,3	21,6	20,7	22,7	21,1
	СЭС Нива		18,7	17,5	20	19,8
	СЭС Промстройматериалы		15,3	20,4	22,1	20,5
	СЭС Тинаки		12,1	20,4	22,4	20,6
	Енотаевская СЭС		5,1	20,7	22,2	19,7
	Фунтовская СЭС		0,1	67,6	84,3	80,0
	СЭС Ахтубинская			66,5	80	77,0
	Окрасочная СЭС			19,3	22,6	20,7
	Вододелительная СЭС			17,2	22,3	20,4
	Лиманская СЭС			1,8	41,3	37,4
	Октябрьская СЭС			0,4	21,3	19,1
	Песчаная СЭС			0,01	21,1	19,0
	Черноярская ВЭС					27,5
	Холмская ВЭС					60,7
	Старицкая ВЭС					37,0
	Манланская ВЭС					50,1
	Излучная ВЭС					61,2
	АО «ТЭЦ-Северная»	34,4	30,7	25,9	19,8	20,1
Электропотребление	По территории энергосистемы Астраханской области	4371,3	4424,4	4285,9	4168,7	4230,9
	рост, %	-0,57	1,21	-3,13	-2,7	1,5

2.5. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Астраханской области и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет (МВт)

	2017	2018	2019	2020	2021
Зимний период	748	748	691	704	715
рост, %	0,5	0	-7,6	1,9	1,6
Летний период	713	707	673	687	722
рост, %	2,0	-0,8	-4,8	2,1	5,1

2.6. Потребление электроэнергии и мощности крупных потребителей энергосистемы Астраханской области

2.6.1. Астраханский газоперерабатывающий завод

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление, млн кВт*ч	841,116	838,990	876,712	821,889	738,201
рост, %	3,0	-0,3	4,5	-6,3	-10,2
Собственный максимум потребляемой мощности, МВт	125	121	128	119	122
рост, %	12,6	-3,2	5,8	-7,0	2,5

2.6.2. АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р»

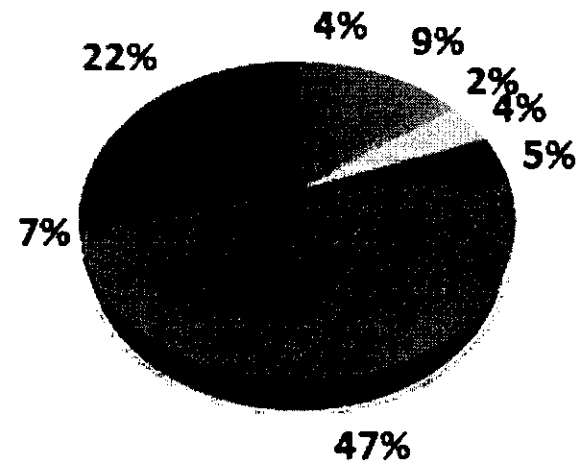
Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление, млн кВт*ч	116,428	178,806	173,320	133,568	151,255
рост, %	-	53,6	-3,1	-22,9	13,2
Собственный максимум потребляемой мощности, МВт	20	26	33	29	31
рост, %	-	30	26,9	-12,1	6,9

2.7. Потребление электроэнергии прочих крупных потребителей энергосистемы Астраханской области (млн кВт*ч)

№	Наименование предприятия	Вид деятельности	Потребление				
			2017	2018	2019	2020	2021
1.	МУП г. Астрахани «Астрводоканал»	Распределение воды	49,4	49,5	49,2	50,4	49,8

№	Наименование предприятия	Вид деятельности	Потребление				
			2017	2018	2019	2020	2021
2.	ООО «Газпром бурение»	Разведочное бурение	2,7	3,1	3,4	3,5	1,3
3.	МКП г. Астрахани «Горсвет»	Предоставление прочих услуг	20,1	19,3	20,3	19,8	18,4
4.	МУП г. Астрахани «Коммунэнерго»	Производство пара и горячей воды (теплоэнергии) котельными	8,3	8,7	8,5	9,3	9,3

2.8. Структура потребления электроэнергии энергосистемы Астраханской области в 2021 году



- Промышленное производство
- Производство и распределение электроэнергии, газа и воды
- Строительство
- Транспорт и связь
- Сельское хозяйство
- Бытовое потребление (жилищно-коммунальный сектор)
- Сфера услуг
- Другие виды экономической деятельности

2.9. Потребление электрической энергии основными группами потребителей Астраханской области (млн кВт*ч)

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
Промышленное производство	153,6	137,7	144,7	90,6	87,5
в том числе:					
Добыча сырой нефти и природного газа; предоставление услуг в этих областях	35,6	30,1	12,3	3,1	0,8
Добыча прочих полезных ископаемых	10,7	11,7	11,7	9,5	13,8
Производство пищевых продуктов, включая напитки	36,5	32,2	21,78	33,2	30,5
Текстильное производство	1,2	1,2	1,5	1,6	1,6
Производство одежды, выделка и крашение меха	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
Производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	8,3	6,3	6,2	4,0	3,8
Обработка древесины и производство изделий из дерева и пробки, кроме мебели	1,3	1,1	0,74	0,8	1,0
Химическое производство	0,4	0,8	0,8	0,7	0,8
Производство резиновых и пластмассовых изделий	11,5	9,5	8,8	7,1	6,6
Производство готовых металлических изделий	2,5	2,3	1,9	1,7	1,7
Производство машин и оборудования	2,1	2,2	2,1	1,9	1,9
Производство судов, летательных и космических аппаратов и прочих транспортных средств	25,6	18,4	19,33	14,1	6,6
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	150,4	177,8	187,7	184,6	207,9
Строительство	45,4	42,1	41,2	34,11	36,5
Транспорт и связь	69,7	52,6	57,4	96,47	98,0
Сельское хозяйство	115,9	117,6	101,6	119,37	110,6
Бытовое потребление (жилищно-коммунальный сектор)	924,1	935,6	880,66	942,5	1035,8
Сфера услуг	172,5	176,0	179,8	164,5	156,38
Другие виды экономической деятельности	639,3	573,0	440,14	439,73	495,9

2.10. Структура генерирующего оборудования электростанций по состоянию на 01.01.2022

Наименование электростанций	Собственник	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/час
Астраханская ТЭЦ-2	ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»	380	910
Астраханская ГРЭС (ПГУ-110)		121	66
Астраханская ПГУ-235		235	131,8
СЭС Заводская	ООО «СанПроджектс»	15	-
СЭС Нива	ООО «Грин Энерджи Рус»	15	-
Фунтовская СЭС		60	-
Ахтубинская СЭС		60	-
Лиманская СЭС		30	-
СЭС Промстройматериалы	ООО «СанПроджектс 2»	15	-
СЭС Тинаки	ООО «Энергоэффект ДБ»	15	-
Енотаевская СЭС		15	-
Окрасочная СЭС	ООО «Эко Энерджи Рус»	15	-
Вододелительная СЭС		15	-
Октябрьская СЭС	ООО «Пятая проектная компания»	15	-
Песчаная СЭС	ООО «Шестая проектная компания»	15	-
Холмская ВЭС	ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»	88,2	
Черноярская ВЭС	ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»	37,8	
Старицкая ВЭС	ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»	50,4	
Манланская ВЭС	ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»	75,6	
Излучная ВЭС	ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»	88,2	
ТЭЦ-Северная	АО «ТЭЦ-Северная»	8	67,61
ИТОГО:		1369,2	1175,41

**2.10.1. Состав оборудования существующих электростанций
ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»**

№ п/п	Наименование электростанции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год ввода	Срок службы, лет	
					норма	факт

№ п/п	Наименование электростан- ции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год вво- да	Срок служ- бы, лет	
					нор- ма	факт
1	Астраханская ГРЭС (ПГУ-110)					
1.1		Турбины				
		LM6000 PF Sprint	49	2011	12	11
		LM6000 PF Sprint	49	2011	12	11
		К-23	23	2011	40	11
1.2		Генераторы				
		BDAX-290ERJT	48,5	2011	25	11
		BDAX-290ERJT	48,5	2011	25	11
		ТТК-25-2У3-П	25	2011	25	11
1.3		Трансформаторы				
		ТДТН-63000/110 - У1	63	2011	25	11
		ТДТН-63000/110 - У2	63	2011	25	11
		ТДТН-40000/110 - У1	40	2011	25	11
2	Астраханская ТЭЦ-2					
2.1		Турбины				
		ПТ-80/100-130/13	80	1985	25*	37
		ПТ-80/100-130/13	80	1985	25*	37
		Т-110/120-130-5	110	1988	25*	34
		Т-110/120-130-5	110	1991	25*	31
2.2		Генераторы				
		ТВФ-120-2У3	120	1985	25*	37
		ТВФ-110-2ЕУ3	110	1985	30*	37
		ТВФ-110-2ЕУ3	110	1988	30*	34
		ТВФ-110-2ЕУ3	110	1991	30	31
2.3		Трансформаторы				
		ТДЦ-125000/110-70-У1	125	1985	25*	37
		ТДЦ-125000/110-70-У1	125	1985	25*	37
		ТДЦ-125000/110-70-У1	125	1988	25*	34
		ТДЦ-125000/110-70-У1	125	1991	25*	31
3	Астраханская ПГУ- 235					
3.1		Турбины				
		LM6000 PF DF Sprint	49,0	2013	12	9
		LM6000 PF DF Sprint	48,0	2013	12	9
		Т-20/23-4,5/0,18	20,0	2013	40	9
		LM6000 PF DF Sprint	49,0	2013	12	9
		LM6000 PF DF Sprint	49,0	2013	12	9
		Т-20/23-4,5/0,18	20,0	2013	40	9
3.2		Генераторы				
		BDAX-290ERJT	50	2013	25	9
		BDAX-290ERJT	50	2013	25	9
		ТТК-25-2У3-П	25	2013	25	9
		BDAX-290ERJT	50	2013	25	9

№ п/п	Наименование электростан- ции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год вво- да	Срок служ- бы, лет	
					норма	факт
		BDAX-290ERJT	50	2013	25	9
		ТТК-25-2У3-П	25	2013	25	9
3.3		Трансформаторы				
		ТДТН-63000/110 - У1	63	2013	25	9
		ТДТН-63000/110 - У2	63	2013	25	9
		ТДТН-40000/110 - У1	40	2013	25	9
		ТДТН-63000/110 - У1	63	2013	25	9
		ТДТН-63000/110 - У2	63	2013	25	9
		ТДТН-40000/110 - У1	40	2013	25	9

* По энергоблоку № 1 продление паркового ресурса до 2025 года, по энергоблоку № 2 – до 2025 года, по энергоблоку № 3 – до 2027 года, по энергоблокам № 4 наработка (в часах) не превышает величины паркового ресурса.

2.10.2. Состав генерирующего оборудования АО «ТЭЦ-Северная»

Тип кот- лоагрега- та	Стаци- онный номер	Тепло- произво- димость, Гкал/ч	Завод- изготови- тель	Год ввода в эксплу- атацию	Структура сжи- гаемого топлива	Давле- ние макси- маль- ное, кгс/см ²	Тем- пера- тура макс- ималь- ная, °С	% изно- са
RIM MAX 8000	1	6,879	Завод по производ- ству тепло- энергетиче- ского обо- рудования ООО «Тепло- стройпро- ект-С»	2012	Газ/дизельное топливо	6	115	54
RIM MAX 8000	2	6,879		2012	Газ/дизельное топливо	6	115	54
RIM MAX 8000	3	6,879		2012	Газ/дизельное топливо	6	115	54
RIM MAX 8000	4	6,879		2012	Газ/дизельное топливо	6	115	54
RIM MAX 8000	5	6,879		2012	Газ/дизельное топливо	6	115	54
RIMMAX 8000	6	6,879		2012	Газ/дизельное топливо	6	115	54
VISSMA NN VI- TOMAX 200-HW тип 74A	7	12,21	VISSMAN N, Герма- ния	пуско- нала- дочные работы	Газ/дизельное топливо	-	-	-
VISSMA NN VI- TOMAX 200-HS тип 75A	8	6,99	VISSMAN N, Герма- ния	пуско- нала- дочные работы	Газ/дизельное топливо	-	-	-

Газопоршневые установки

Тип	Стационарный номер	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Напряжение, В	Номинальная электрическая мощность, кВт	Номинальная тепловая мощность, кВт	% износа
JMC 612GS-N.LC	1	GEJenbacher	2015	6000	2004	1833	17
JMC 612GS-N.LC	2	GEJenbacher	2015	6000	2004	1833	17
JMC 612GS-N.LC	3	GEJenbacher	2015	6000	2004	1833	17
JMC 612GS-N.LC	4	GEJenbacher	2015	6000	2004	1833	17

2.10.3. Состав генерирующего оборудования ООО «Сан Проджектс»

№ п/п	Наименование электростанции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год ввода
1.	СЭС Заводская	STP265-20/Wem	15	2017

2.10.4. Состав генерирующего оборудования ООО «Грин Энерджи Рус»

№ п/п	Наименование электростанции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год ввода
1.	СЭС Нива	AST-245 Multi AST-250 Multi AST-255 Multi	15	2018
2.	Фунтовская СЭС	AST-240 Multi AST-245 Multi AST-250 Multi AST-255 Multi AST-260 Multi AST-265 Multi HVL 300 HVL 310	60	2018
3.	Ахтубинская СЭС	AST-255 Multi AST-260 Multi AST-265 Multi AST-270 Multi AST-275 Multi AST-280 Multi	60	2019
4.	Лиманская СЭС	AST-330 HV	30	2019

2.10.5. Состав генерирующего оборудования ООО «Сан Проджектс 2»

№ п/п	Наименование электро- станции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год вво- да
1.	СЭС Промстройматериалы	STP280S-20/Wfw STP285S-20/Wfw	15	2018

2.10.6. Состав генерирующего оборудования ООО «Энергоэффект ДБ»

№ п/п	Наименование электро- станции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год вво- да
1.	СЭС Тинаки	AST-235 Multi AST-240 Multi AST-245 Multi AST-250 Multi AST-255 Multi AST-260 Multi AST-265 Multi	15	2018
2.	Енотаевская СЭС	RSM60-6-255P RSM60-6-265P RSM60-6-275P	15	2018

2.10.7. Состав генерирующего оборудования ООО «Эко Энерджи Рус»

№ п/п	Наименование электро- станции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год вво- да
1.	Окрасочная СЭС	HVL 310 HVL 315	15	2019
2.	Вододелительная СЭС	STP265-20/Wfw STP270-20/Wfw STP300S-20/Wfw	15	2019

2.10.8. Состав генерирующего оборудования ООО «Пятая проектная компания»

№ п/п	Наименование электро- станции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год вво- да
1.	Октябрьская СЭС	GCL-P6/60 260 GCL-P6/60 265 GCL-P6/60 270 GCL-P6/60 275 GCL-P6/60 280 GCL-M6/60 300 GCL-M6/60 305 GCL-M6/60 310 STP250-20/Vfw STP260-20/Vfw STP265-20/Vfw STP270-20/Vfw STP275-20/Vfw STP280-20/Vfw STP290S-20/Vfw STP295S-20/Vfw	15	2020

№ п/п	Наименование электро- станции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год вво- да
		STP300S-20/Vfw STP305S-20/Vfw		

2.10.9. Состав генерирующего оборудования ООО «Шестая проектная компания»

№ п/п	Наименование электро- станции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год вво- да
1.	Песчаная СЭС	GCL-M6/60 295 GCL-M6/60 300 GCL-M6/60 305 GCL-M6/60 310 GPNE-S60 280 GPNE-S60 285 GPNE-S60 290 GPNE-P60 250 GPNE-P60 260 GPNE-P60 265 GPNE-P60 270 STP265-20/Vfw STP270-20/Vfw STP275-20/Vfw STP280-20/Vfw	15	2020

2.10.10. Состав генерирующего оборудования ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»

№ п/п	Наименование электро- станции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год вво- да
1.	Холмская ВЭС	V126-4,2 МВт	88,2	2021
2.	Черноярская ВЭС	V126-4,2 МВт	37,8	2021
3.	Старицкая ВЭС	V126-4,2 МВт	50,4	2021

2.10.11. Состав генерирующего оборудования ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»

№ п/п	Наименование электро- станции	Тип (марка)	Мощность, МВт	Год вво- да
1.	Излучная ВЭС	V126-4,2 МВт	88,2	2021
2.	Манланская ВЭС	V126-4,2 МВт	75,6	2021

2.11. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

АО «ТЭЦ-Северная»

Показатели работы	2017	2018	2019	2020	2021
Выработка электрической энергии, млн кВт*ч	34,448	30,736	25,883	19,801	20,084
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	96,779	93,373	96,915	93,771	95,539

ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»

Выработка электрической энергии, млн кВт*ч	ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» всего	Астраханская ТЭЦ-2	Астраханская ГРЭС (ПГУ-110)	Астраханская ПГУ-235
2017	4074,1	1514,7	852,1	1707,3
2018	3963,2	1527,9	778,5	1656,8
2019	3807,4	1425,7	794,5	1587,3
2020	3718,9	1155,2	847,2	1716,5
2021	3455,2	1467,5	320,1	1667,6

3. Основные характеристики электросетевого хозяйства

3.1. Структура электросетевого комплекса филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Волго-Донское ПМЭС

Линии электропередачи

№ п/п	Наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	% износа
1	ВЛ 220 кВ Южная – Чёрный Яр №1 (в габаритах 500 кВ)	220	59,83	54
2	ВЛ 220 кВ Чёрный Яр – Астрахань (в габаритах 500 кВ)	220	238,01	54
3	ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань	220	55,00	66
4	ВЛ 220 кВ Астрахань – Рассвет	220	0,83	54
5	ВЛ 220 кВ Астрахань – Баррикадная I цепь, ВЛ 220 кВ Астрахань – Баррикадная II цепь	220	54,55	58
6	ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №1	220	56,41	90
7	ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №2	220	55,34	62
8	ВЛ 220 кВ Владимировка – Газовая (в габаритах 500 кВ – 177,285 км)	220	223,18	48
9	ВЛ 220 кВ Астрахань – Газовая	220	64,20	86
10	ВЛ 220 кВ Астрахань – Лиман	220	136,99	40

№ п/п	Наименование ЛЭП	Напряже- ние, кВ	Протя- женность, км	% износа
11	ВЛ 220 кВ Чёрный Яр – Нефтепровод	220	184,61	78
12	ВЛ 220 кВ Астраханская ПГУ-235 – Астрахань	220	28,61	0
13	ВЛ 220 кВ Астраханская ПГУ-235 – Рассвет	220	28,87	0
14	ВЛ 220 кВ Тяговая-1 – Харабали	220	91,54	86
15	ВЛ 220 кВ Тяговая-1 – Рассвет	220	53,14	58
16	ВЛ 220 кВ Харабали – Владимировка	220	121,49	88
17	ВЛ 220 кВ Южная – Зубовка	220	138,507	80
18	ВЛ 220 кВ Черный Яр - Зубовка	220	24,214	80
19	ВЛ 220 кВ Чёрный Яр – Большой Царын-1 I цепь, ВЛ 220 кВ Чёрный Яр – Большой Царын-1 II цепь	220	37,78	64
20	ВЛ 110 кВ Бузанская – Чертомбай с отпайкой на ПС ГНСВ	110	38,77	75
21	ВЛ 110 кВ Бузанская – ГНСВ	110	27,67	54
22	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Сайхин	110	15,38	62
23	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Суюндук	110	38,93	74

Подстанции

№ п/п	Наименование подстанции	Напряжение, кВ	Установленная мощность, МВА	% износа
1	ПС 500 кВ Астрахань	500/220/10	503,5	80
2	ПС 220 кВ Баррикадная	220/110/35/10/6	291	93
3	ПС 220 кВ Владимировка	220/110/35/6	176	98
4	ПС 220 кВ Газовая	220/110/10	250	4
5	ПС 220 кВ Лиман	220/110/35/10	104	85
6	ПС 220 кВ Нефтепровод	220/110/10	126	80
7	ПС 220 кВ Рассвет	220/110/10	250	94
8	ПС 220 кВ Харабали	220/110/10	95	81
9	ПС 220 кВ Чёрный Яр	220/110/10	126	81
10	ПС 220 кВ Зубовка	220/35	400	0
11	ПС 110 кВ Бузанская	110/10	12,6	86
12	ПС 110 кВ Верхний Баскунчак	110/35/10	25	87

3.2. Структура электросетевого комплекса филиала ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго»

Линии электропередачи напряжением 110 кВ

№ п/п	Наименование линий электропередачи	Год вво- да в эксплу- ата- цию	Ко- ли- че- ство це- пей	Длина по трас- се, км	В том числе на опорах			% из- носа
					деревянных	металлических	железобетонных	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВЛ 110 кВ в габаритах 220 кВ								
1	ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – ГПП-1 с отпайкой на ПС ГПП-2 (ВЛ 110 кВ 453)	1983	1	62,800		13,18	49,620	48,1
2	ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – Газовая с отпайкой на ПС ПХ (ВЛ 110 кВ 456)	1986	1	50,900		9,330	41,570	46,61
			2	11,300		4,200	7,100	
3	ВЛ 110 кВ Газовая – ГПП-1 (ВЛ 110 кВ 457)	1986	1	1,810		0,560	1,250	46,78
4	Участок ЦРП – Яксатово ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133), ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 134)	2003	2	21,700		10,250	11,450	77,46
ЛЭП 110 кВ								
1	ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – Кири-Кили (ВЛ 110 кВ 455)	1985	1	15,600		3,220	12,380	48,10
			2	6,760		3,480	3,280	
2	ВЛ 110 кВ Кири-Кили – Газовая с отпайкой на ПС ПХ (ВЛ 110 кВ 454)	1985	1	38,590		5,370	33,220	48,10
			2	18,610		4,590	14,020	
3	ВЛ 110 кВ Ахтубинская – Аксарайская (ВЛ 110 кВ 417)	1978	1	10,750		0,670	10,080	63,71
			2	0,190		0,130	0,060	
4	ВЛ 110 кВ Аксарайская – Сеитовка (ВЛ 110 кВ 418)	1978	1	10,770		1,800	8,970	63,95
			2	6,400		1,880	4,520	
5	ВЛ 110 кВ Бузанская – Сеитовка (ВЛ 110 кВ 419)	1979	1	15,440		2,900	12,540	60,89
			2	6,210		1,960	4,250	
6	ВЛ 110 кВ Бузанская – Урусовка с отпайкой на ПС Растопуловка (ВЛ 110 кВ 420)	1969	1	18,250		3,550	14,700	100
			2	0,450		0,450	0,000	
7	Отпайка на ПС 110 кВ Растопуловка от ВЛ 110 кВ Бузанская – Урусовка с отпайкой на ПС Растопуловка (ВЛ 110 кВ 420)	1998	1	15,230		1,680	13,550	100
8	ВЛ 110 кВ Растопуловка – Бузанская (ВЛ 110 кВ Растопуловка) (резерв)	1985	1	10,000		1,530	8,470	39,66
			2	5,265		0,250	5,015	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	топуловка) (резерв)							
9	ВЛ 110 кВ Бузанская – Володаровка с отпайками (ВЛ 110 кВ 437)	1975	1	44,960		1,510	43,450	73,99
			2	2,230		0,900	1,330	
10	Отпайка на ПС 110 кВ Красный Яр, ПС 110 кВ Дружба от ВЛ 110 кВ Бузанская – Володаровка с отпайками (ВЛ 110 кВ 437)	1975	1	13,960		2,570	11,390	68
			2	0,240		0,240	0,000	
11	ВЛ 110 кВ Первомайская – Кири-Кили с отпайками (ВЛ 110 кВ 436)	1966	1	31,530		2,840	28,690	70,21
			2	3,600		0,830	2,770	
12	Отпайка от ВЛ 110 кВ Первомайская – Кири-Кили с отпайками (ВЛ 110 кВ 436) в ст. ПС 110 кВ Красный Яр, ПС 110 кВ Дружба	1966	1	14,640		2,470	12,170	100
			2	0,240		0,240	0,000	
13	ВЛ 110 кВ Кири-Кили – Водозабор №1 с отпайкой на ПС ВОС (ВЛ 110 кВ 461)	1983	1	8,848		0,540	8,308	43,42
			2	6,950		1,900	5,050	
14	ВЛ 110 кВ Кири-Кили – Водозабор №2 с отпайкой на ПС ВОС (ВЛ 110 кВ 462)	1983	1	8,807		0,910	7,897	43,54
			2	6,737		2,140	4,597	
15	ВЛ 110 кВ Кири-Кили – Тяговая-2 №1 (ВЛ 110 кВ 458)	1983	1	0,367		0,367	0,000	44,96
			2	11,993		3,523	8,470	
16	ВЛ 110 кВ Кири-Кили – Тяговая-2 №2 (ВЛ 110 кВ 459)	1983	1	0,180		0,000	0,180	44,96
			2	12,190		4,300	7,890	
17	ВЛ 110 кВ Удачное – Сасыколи (ВЛ 110 кВ 409)	1970	1	25,860		0,870	24,990	94,29
			2	16,350		1,590	14,760	
18	ВЛ 110 кВ Харабали – Сасыколи (ВЛ 110 кВ 410)	1975	1	29,680		1,140	28,540	66,8
			2	16,350		1,590	14,760	
19	ВЛ 110 кВ Харабали – Тамбовка (ВЛ 110 кВ 411)	1979	1	22,460		0,340	22,120	66,89
			2	7,760		1,100	6,660	
20	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Вольное (ВЛ 110 кВ 412)	1975	1	24,340		0,000	24,340	73,99
			2	12,690		2,240	10,450	
21	ВЛ 110 кВ Вольное – Хошеутово (ВЛ 110 кВ 413)	1985	1	20,810		0,000	20,810	48,10
			2	7,050		1,800	5,250	
22	ВЛ 110 кВ Хошеутово – Ахтубинская (ВЛ 110 кВ 414)	1973	1	23,990		1,330	22,660	83,33
			2	2,120		0,670	1,450	
23	ВЛ 110 кВ Харабали – Ашулук с отпайкой на ПС ММПС (ВЛ 110 кВ 470)	1978	1	58,300		2,800	55,500	63,7
24	Отпайка на ПС Котельная от ВЛ 35 кВ Первомайская (резерв)	1978	1	0,600			0,600	63,71
25	ВЛ 110 кВ Лиман – Оранжевая №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 127); ВЛ 110 кВ Лиман – Оранжевая	1960 , 1965	2	53,860		7,785	46,075	100

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	жерейная №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 128)							
26	ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №1 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 125); ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №2 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 126)	1960 , 1965	2	58,200		9,145	49,055	100
27	КВЛ 110 кВ Астраханская ГРЭС – Первомайская (КВЛ 110 кВ 135)	1983	1	2,560		1,213	1,347	44,12
28	КВЛ 110 кВ Рассвет – Резиновая с отпайками (КВЛ 110 кВ 121)	1961	1	21,840		3,718	18,122	100
29	Отпайка на ПС 110 кВ Аэродромная от КВЛ 110 кВ Рассвет – Резиновая с отпайками (КВЛ 110 кВ 121)	2017	1	2,920		1,1	1,82	31,11
30	Отпайка (КЛ 110 кВ) на ПС 110 кВ Аэродромная от КВЛ 110 кВ Рассвет – Резиновая с отпайками (КВЛ 110 кВ 121)	2017		2,960				31,11
31	ВЛ 110 кВ Камызяк – Увары №1 (ВЛ 110 кВ Увары-1); ВЛ 110 кВ Камызяк – Увары №2 (ВЛ 110 кВ Увары-2)	1988	2	12,050		3,250	8,800	55,74
32	Отпайка на ПС 110 кВ Промстройматериалы от ВЛ 110 кВ Лесная – Окрасочная с отпайками (ВЛ 110 кВ 129)	1988	2	1,200		0,686	0,514	70,51
33	ВЛ 110 кВ Лесная – Окрасочная с отпайками (ВЛ 110 кВ 129)	1988	1	9,160		3,898	5,262	70,51
34	ВЛ 110 кВ Баррикадная – Окрасочная (ВЛ 110 кВ 130)	1979	1	17,590		1,099	16,491	41,67
35	ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133), ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 134)	1961	2	32,840		7,580	25,260	100
36	Отпайка на ПС 110 кВ Табола от ВЛ 110 кВ ЦРП –	1978	2	95,110		14,877	80,233	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133), ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 134)							
	Отпайка на ПС 110 кВ Камызяк от ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133), ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 134)	1985						
	Отпайка на ПС 110 кВ Чаганская от ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133), ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 134)	1985						
	Отпайка на ПС 110 кВ Маячное от ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133), ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 134)	1961						
	Отпайка на ПС 110 кВ Труд-Фронт от ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133), ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 134)	1961						
	Отпайка на ПС 110 кВ Житное от ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133), ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 134)	1985						
	Отпайка на ПС 110 кВ Мумра от ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133), ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 134)	1985						
37	Отпайка на ПС 110 кВ Камызяк от ВЛ 110 кВ ЦРП –	1970	1	103,850		15,160	88,690	100

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133), ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 134)		2	13,800		3,665	10,135	
38	ВЛ 110 кВ Камышово - Озёрная (ВЛ 110 кВ 137), ВЛ 110 кВ Баррикадная – Озёрная (ВЛ 110 кВ 138)	1984	1	59,340		1,530	57,810	58,10
39	ВЛ 110 кВ Лиман – Зензели №1 (ВЛ 110 кВ Зензели-1), ВЛ 110 кВ Лиман – Зензели с отпайкой на ПС А-НПС-5А	1990	1	49,080		3,780	45,300	41,15
40	ВЛ 110 кВ ЦРП – Судостроительная №1 с отпайкой на ПС Южная (ВЛ 110 кВ Судостроительная-1), ВЛ 110 кВ ЦРП – Судостроительная №2 с отпайкой на ПС Южная (ВЛ 110 кВ Судостроительная-2)	1986	2	12,110		4,560	7,550	47,69
41	ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – Городская №1 (ВЛ 110 кВ Городская-1), ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 - Городская № 2 (ВЛ 110 кВ Городская-2)	1988	2	2,700		2,400	0,300	40,65
42	КВЛ 110 кВ Астраханская ГРЭС – ЦРП №1 с отпайкой на ПС Трикотажная (КВЛ 110 кВ 131), КВЛ 110 кВ Астраханская ГРЭС – ЦРП №2 с отпайкой на ПС Трикотажная (КВЛ 110 кВ 132)	1963	2	6,900		4,310	2,590	100
43	ВЛ 110 кВ Лиман – Камышово (ВЛ 110 кВ 136)	1980	1	32,840		0,227	32,613	58,10
44	ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – ЦРП №1 (ВЛ 110 кВ 171), ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – ЦРП №2 (ВЛ 110 кВ 172)	1984	2	1,687		1,054	0,633	49,7
45	ВЛ 110 кВ Бузанская – Рассвет (ВЛ 110 кВ 123), ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – Рассвет (ВЛ 110 кВ 124), КВЛ 110 кВ Астраханская ПГУ-235 – ЦРП,	1970	2	58,360		12,736	45,624	100

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – ЦРП №3 (ВЛ 110 кВ 173), КВЛ 110 кВ Астраханская ПГУ-235 – Бузанская							
46	Участок оп.1- оп.41 КВЛ 110 кВ Астраханская ПГУ-235 – ЦРП	2013	1	7,343		4,048	3,295	54,29
47	Кабельный участок Астраханская ПГУ-235 - оп.1 КВЛ 110 кВ Астраханская ПГУ-235 – ЦРП	2013	1	0,451				54,29
48	Участок оп.1 - оп.41 КВЛ 110 кВ Астраханская ПГУ-235 – Бузанская	2013	1	7,321		3,801	3,520	54,29
49	Участок Астраханская ПГУ-235 – оп.1 КВЛ 110 кВ Астраханская ПГУ-235 – Бузанская	2013	1	0,491				54,29
50	ВЛ 110 кВ Рассвет – Заводская №1 с отпайкой на ПС Джакуевка (ВЛ 110 кВ Заводская-1), ВЛ 110 кВ Рассвет – Заводская №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Заводская-2)	1988	2	21,870		3,394	18,476	47,97
51	КВЛ 110 кВ Рассвет – Лесная с отпайками	1992	1	20,050		3,310	16,740	38,92
51.1	Отпайка на ПС 110 кВ Аэродромная от КВЛ 110 кВ Рассвет – Лесная с отпайками	2017	1	2,900		1,02	1,88	31,11
51.2	Участок КЛ 110 кВ отпайки на ПС 110 кВ Аэродромная от КВЛ 110 кВ Рассвет – Лесная с отпайками	2017		2,950				31,11
52	ВЛ 110 кВ Камызяк - Новинская с отпайкой на ПС Коммунар (ВЛ 110 кВ Новинская), ВЛ 110 кВ Новинская – Чапаевская (ВЛ 110 кВ Чапаевская)	1989	1	13,970		1,257	12,713	39
			2	25,350		5,090	20,260	
53	ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – Царевская с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ 110 кВ 101)	2008	1	6,880		4,148	2,732	37,84
54	КВЛ 110 кВ Городская – Юбилейная (КВЛ 110 кВ 102)	1992	2	1,645		1,645		51,96

1	2	3	4	5	6	7	8	9
55	КВЛ 110 кВ Юбилейная – Северная (КВЛ 110 кВ 103)	1992	1	0,300		0,300		51,96
			2	7,150		2,510	4,64	
56	ВЛ 110 кВ Городская – Царевская с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ 110 кВ Восточная-1)	1989	2	6,27		2,382	3,888	61,75
57	ВЛ 110 кВ Северная – Царевская (ВЛ 110 кВ 104)	1989	2	6,70		2,510	4,190	51,96
58	ВЛ 110 кВ Рассвет – Береговая с отпайкой на ПС Вододелитель (ВЛ 110 кВ 119)	1971	1	41,800		3,321	38,479	84,62
59	ВЛ 110 кВ Советская – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ 742)	1986	1	34,320			34,320	100
60	ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ №297)	2010	1	9,53		1,53	8,0	100
61	ВЛ 110 кВ Владимировка – Советская (ВЛ 110 кВ 741)	1982	1	52,140			52,140	100
62	ВЛ 110 кВ Капустин Яр – Пологое Займище с отпайкой на ПС Горбаневка-2 (ВЛ 110 кВ 701)	1958	1	26,600	26,60			100
63	ВЛ 110 кВ Пологое Займище – Покровка (ВЛ 110 кВ 702)	1958	1	18,870	13,17		5,700	100
64	ВЛ 110 кВ Владимировка – Покровка (ВЛ 110 кВ 703)	1958	1	9,100	9,10			100
65	ВЛ 110 кВ Владимировка – Верхний Баскунчак с отпайкой на ПС Кочевая (ВЛ 110 кВ 740)	1991	1	12,570		5,420	7,150	39,47
			2	30,880			30,880	
66	ВЛ 110 кВ Кочевая – Батаевка с отпайками (ВЛ 110 кВ 750)	1981	1	23,630			23,630	56,51
67	ВЛ 110 кВ Владимировка – Джелга с отпайками (ВЛ 110 кВ 704)	1963	1	9,170		5,420	3,750	100
68	ВЛ 110 кВ Джелга – Рождественка (ВЛ 110 кВ 755) (резерв)	1988	1	16,420			16,420	43,19
69	ВЛ 110 кВ Джелга – Рождественка с отпайкой на ПС Батаевка (ВЛ 110 кВ 705)	1963	1	22,220	16,69		5,530	100
70	Отпайка на ПС 110 кВ Батаевка от ВЛ 110 кВ Джелга – Рождественка с отпайкой на ПС Батаевка (ВЛ 110 кВ 705)	1988	1	0,400			0,400	100
71	ВЛ 110 кВ Пироговка – Рождественка с отпайкой	1971	1	43,100			43,100	66,27

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	на Ахтубинскую СЭС							
72	Заход ВЛ 110 кВ Удачное – Сасыколи (ВЛ 110 кВ 409) на ПС 110 кВ Удачное	1988	1	6,500			6,500	43,31
73	ВЛ 110 кВ Пироговка – Удачное (ВЛ 110 кВ 708)	1972	1	22,290			22,290	93,75
74	Отпайка на ПС 110 кВ Ахтуба от ВЛ 110 кВ Владимировка – Джелга с отпайками (ВЛ 110 кВ 704)	1983	1	1,010			1,010	100
75	Отпайка на ПС 110 кВ Водозабор от ВЛ 110 кВ Владимировка – Джелга с отпайками (ВЛ 110 кВ 704), ВЛ 110 кВ Кочевая – Батаевка с отпайками (ВЛ 110 кВ 750)	1981	2	1,620			1,620	100
76	ВЛ 110 кВ Солодники – Райгород-2 с отпайкой на ПС Ушаковка (ВЛ 110 кВ №320)	1994	1	24,200			24,200	37,41
77	Заход на ПС 110 кВ Ушаковка от ВЛ 110 кВ Солодники – Райгород-2 с отпайкой на ПС Ушаковка (ВЛ 110 кВ №320)	1994	2	5,700			5,700	37,41
78	ВЛ 110 кВ Солодники – Старица-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 721)	2009	1	55,240		1,71	53,53	100
79	Отпайка на ПС 110 кВ Вязовка от ВЛ 110 кВ Солодники – Старица-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 721)	2009	1	1,831		0,181	1,65	100
80	Отпайка на ПС 110 кВ Ступино от ВЛ 110 кВ Солодники – Старица-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ 721)	1976	1	5,800			5,800	100
81	ВЛ 110 кВ Чёрный Яр – Старица-2 (ВЛ 110 кВ 722)	2003	1	22,400			22,400	100
82	ВЛ 110 кВ Чёрный Яр – Никольская с отпайками (ВЛ 110 кВ 723)	1965	1	51,000			51,000	91,16
83	Отпайка на ПС 110 кВ Чёрный Яр от ВЛ 110 кВ Чёрный Яр – Никольская с отпайками (ВЛ 110 кВ 723)	1974	1	4,720			4,720	91,16
84	Отпайка на ПС 110 кВ Чёрный Яр от ВЛ 110 кВ Чёрный Яр – Степная с отпайками (ВЛ 110 кВ 781)	1979	1	4,700			4,700	82,09

1	2	3	4	5	6	7	8	9
85	Отпайка на ПС 110 кВ Ватажная от ВЛ 110 кВ Чёрный Яр – Никольская с отпайками (ВЛ 110 кВ 723)	1979	1	1,230			1,230	47,69
86	Отпайка на ПС 110 кВ Ватажная от ВЛ 110 кВ Чёрный Яр – Степная с отпайками (ВЛ 110 кВ 781)	1988	1	1,100			1,100	63,46
87	Отпайка на ПС 110 кВ Никольская от ВЛ 110 кВ Чёрный Яр – Степная с отпайками (ВЛ 110 кВ 781)	1979	1	38,100			38,100	91,16
88	Отпайка на ПС 110 кВ Соленое Займище от ВЛ 110 кВ Чёрный Яр – Никольская с отпайками (ВЛ 110 кВ 723), ВЛ 110 кВ Чёрный Яр – Степная с отпайками (ВЛ 110 кВ 781)	1986	2	6,200			6,200	47,69
89	ВЛ 110 кВ Черный Яр – Горная (ВЛ 110 кВ 780)	1980	2	1,800			1,800	77,1
90	ВЛ 110 кВ Чёрный Яр – Степная с отпайками (ВЛ 110 кВ 781)	1979	1	26,000			26,000	63,46
91	Отпайка на ПС 110 кВ Ветлянка от ВЛ 110 кВ Никольская – Цаган-Аман с отпайкой на ПС Ветлянка (ВЛ 110 кВ 724)	1974	1	4,760			4,760	82,5
92	ВЛ 110 кВ Цаган-Аман – Енотаевка (ВЛ 110 кВ 725)	1970	1	49,870			49,870	100
93	ВЛ 110 кВ Енотаевка – Косика (ВЛ 110 кВ 727)	1976	1	42,950			42,950	69,92
94	ВЛ 110 кВ Косика – Ленино с отпайкой на ПС Солнечная (ВЛ 110 кВ 728)	1976	1	16,740			16,740	60,66
95	ВЛ 110 кВ Ленино – Сероглазовка (ВЛ 110 кВ 729)	1981	1	17,070			17,070	87,77
96	ВЛ 110 кВ Нефтепровод – Сероглазовка (ВЛ 110 кВ 730)	1981	1	21,200			21,200	87,77
97	ВЛ 110 кВ Нефтепровод – Береговая (ВЛ 110 кВ 731)	1971	1	17,030			17,030	63,46
98	Отпайка на ПС 110 кВ Солнечная ВЛ 110 кВ Косика – Ленино с отпайкой на ПС Солнечная (ВЛ 110 кВ 728)	1988	1	0,240			0,240	43,19
99	Отпайка на ПС 110 кВ Горбаневка от ВЛ 110 кВ Капустин Яр – Пологое Зай-	1978	1	3,040			3,040	100

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	мище с отпайкой на ПС Горбаневка-2 (ВЛ 110 кВ 701)							
100	ВЛ 110 кВ Степная – Дальняя (ВЛ 110 кВ 782)	1980	1	25,300			25,300	63,22
101	ВЛ 110 кВ Северная – Царевская (ВЛ 110 кВ 104) (участок)	2011	1	1,909		1,009	0,900	55
102	КВЛ 110 кВ Городская – Юбилейная (КВЛ 110 кВ 102) (участок)	2011	1	0,432				51,96
103	Кабельный участок КВЛ 110 кВ Юбилейная – Северная (КВЛ 110 кВ 103) (участок)	2011	1	0,79				51,96
104	ВЛ 110 кВ Северная – Царевская (ВЛ 110 кВ 104) (участок)	2011	1	0,432				51,96
105	КВЛ 110 кВ Астраханская ПГУ-235 – Кири-Кили №1	2013	1	1,048				54,29
106	КВЛ 110 кВ Астраханская ПГУ-235 – Кири-Кили №1, КВЛ 110 кВ Астраханская ПГУ-235 – Кири-Кили №2	2013	2	0,033		0,066		54,29
107	КВЛ 110 кВ Астраханская ПГУ-235 – Кири-Кили №2	2013	1	1,0581				54,29
108	ВЛ 110 кВ Знаменская ПГУ – ТЭЦ – Капустин Яр №1*	2013	1	1,208		0,988	0,220	47
109	ВЛ 110 кВ Знаменская ПГУ – ТЭЦ – Капустин Яр №2*	2013	1	1,255		0,8785	0,3765	47
110	ВЛ 110 кВ Знаменская ПГУ – ТЭЦ – Советская*	2013	1	1,167		0,908	0,259	47
111	Воздушный участок КВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – Юбилейная	2017	1	5,55		4,642	0,908	20
112	Кабельный участок КВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – Юбилейная	2017		0,432				20

*ВЛ 110 кВ построены для выдачи мощности Знаменской ПГУ – ТЭЦ 44 МВт. В настоящее время строительство Знаменской ПГУ – ТЭЦ 44 МВт заморожено.

Трансформаторные подстанции напряжением 110 кВ

№	Наименование подстанций	Год ввода в эксплуатацию	Напряжение трансформаторов, кВ	Количество трансформаторов	Мощность силовых трансформаторов, МВА	% износа
1	ПС 110 кВ ЦРП	1971	110/35/10	2	2x25,0	55,9

№	Наименование подстанций	Год ввода в эксплуатацию	Напряжение трансформаторов, кВ	Количество трансформаторов	Мощность силовых трансформаторов, МВА	% износа
2	ПС 110 кВ Восточная	1974	110/6	2	15,0+16,0	88,5
3	ПС 110 кВ Южная	1983	110/10-6	2	2х25,0	97,64
4	ПС 110 кВ Трикотажная	1974	110/35/6	2	2х40,0	75
5	ПС 110 кВ Городская	1988	110/10-6	2	2х25,0	100
6	ПС 110 кВ Судостроительная	1976	110/6	2	2х25,0	70,29
7	ПС 110 кВ Первомайская	1988	110/35/10	2	2х16,0	73,73
8	ПС 110 кВ Северная	1993	110/10-6	2	2х40,0	55,5
9	ПС 110 кВ Кири-Кили	1985	110/10	2	2х16,0	60,03
10	ПС 110 кВ Лесная	1965	110/35/6	2	15,0+25,0	82,5
11	ПС 110 кВ Стройиндустрия	1969	110/10	2	2х16,0	82,09
12	ПС 110 кВ Окрасочная	1974	110/6	2	2х10,0	85,24
13	ПС 110 кВ Резиновая	1978	110/10-6	2	2х40,0	68,75
14	ПС 110 кВ Лесная-Новая	1987	110/35/6	1	40,0	85,71
15	ПС 110 кВ Вододелитель	1972	110/6	2	2х10,0	85,6
16	ПС 110 кВ Джакуевка	1988	110/10	1	6,3	97,48
17	ПС 110 кВ Промстройматериалы	1988	110/10	2	2х16,0	98,14
18	ПС 110 кВ Икрыное	1981	110/10	2	2х10,0	100
19	ПС 110 кВ Маячное	1969	110/10	1	6,3	100
20	ПС 110 кВ Труд-Фронт	1968	110/35/10	1	5,6	100
			110/10	1	6,3	
21	ПС 110 кВ Оранжевая	1965	110/10	2	6,3+10,0	82,09
22	ПС 110 кВ Мумра	1993	110/10	1	6,3	100
23	ПС 110 кВ Житное	1993	110/10	1	6,3	100
24	ПС 110 кВ Озерная	1988	110/10	2	2х6,3	70,8
25	ПС 110 кВ Яндыки	1965	110/35 10	2	7,5+6,3	100
26	ПС 110 кВ Оля	1967	110/10	2	2х6,3	100
27	ПС 110 кВ Камышово	1989	110/35/10	1	6,3	100

№	Наименование подстанций	Год ввода в эксплуатацию	Напряжение трансформаторов, кВ	Количество трансформаторов	Мощность силовых трансформаторов, МВА	% износа
28	ПС 110 кВ Зензели	1990	110/35/10	2	2х6,3	79,85
29	ПС 110 кВ Фунтово	1974	110/10	2	2х16,0	99,60
30	ПС 110 кВ Евпраксино	1971	110/35/6	2	2х6,3	100
31	ПС 110 кВ Водозабор	1989	110/6	2	2х2,5	100
32	ПС 110 кВ ВОС	1989	110/6	2	2х6,3	100
33	ПС 110 кВ Растопуловка	1996	110/10	1	16,0	100
34	ПС 110 кВ Николо-Комаровка	1968	110/35/10	1	6,3	100
			110/10	1	6,3	
35	ПС 110 кВ Чапаевская	1973	110/6	1	6,3	100
36	ПС 110 кВ Табола	1978	110/10	2	6,3+10,0	100
37	ПС 110 кВ Чаганская	1985	110/10	2	2х6,3	100
38	ПС 110 кВ Раздор	1981	110/35/10	2	2х10,0	100
39	ПС 110 кВ Камызяк	1986	110/10	1	6,3	100
40	ПС 110 кВ Увары	1987	110/10	1	16,0	100
41	ПС 110 кВ Новинская	1986	110/10	2	2х6,3	100
42	ПС 110 кВ Тузуклей	1992	110/10	1	10,0	100
43	ПС 110 кВ Коммунар	1973	110/6	1	10,0	100
44	ПС 110 кВ Красный Яр	1977	110/35/10	2	2х10,0	100
45	ПС 110 кВ Дружба	1978	110/10	1	6,3	100
46	ПС 110 кВ Урусовка	1973	110/10	1	6,3	100
47	ПС 110 кВ Сеитовка	1979	110/10	2	2х6,3	100
48	ПС 110 кВ Ахтубинская	1984	110/35/10	2	2х16,0	100
49	ПС 110 кВ Аксарайская	1984	110/10	2	2х16,0	55,23
50	ПС 110 кВ Володаровка	1968	110/35/10	2	2х16,0	72,6
51	ПС 110 кВ Сасыколи	1976	110/35/10	1	16	100
52	ПС 110 кВ Тамбовка	1980	110/35/10	1	10	100
53	ПС 110 кВ Вольное	1976	110/10	2	2х6,3	72,4
54	ПС 110 кВ Ашулук	1984	110/10	1	6,3	100

№	Наименование подстанций	Год ввода в эксплуатацию	Напряжение трансформаторов, кВ	Количество трансформаторов	Мощность силовых трансформаторов, МВА	% износа
55	ПС 110 кВ Хошеутово	1986	110/35/10	1	10,0	100
56	ПС 110 кВ Удачное	1989	110/10	1	10,0	100
57	ПС 110 кВ Кочевая	1983	110/6	1	10,0	84,47
58	ПС 110 кВ Водозабор-1	1983	110/6	1	6,3	100
59	ПС 110 кВ Ахтуба	1983	110/6	1	10,0	87,65
60	ПС 110 кВ Рождественка	1969	110/10	2	2х6,3	100
61	ПС 110 кВ Батаевка	1962	110/10	1	6,3	98,56
62	ПС 110 кВ Джелга	1980	110/6	2	2х6,3	100
63	ПС 110 кВ Пироговка	1972	110/10	2	6,3+10,0	100
64	ПС 110 кВ Покровка	1974	110/6	2	2х10,0	100
65	ПС 110 кВ Пологое Займище	1973	110/6	2	2х6,3	100
66	ПС 110 кВ Советская	1983	110/35/10	2	2х6,3	100
67	ПС 110 кВ Горбаневка-2	1984	110/35/10	2	10,0+6,3	95,09
68	ПС 110 кВ Капустин Яр	1958	110/35/10	2	2х25,0	73,94
69	ПС 110 кВ Старица	1963	Режим работы РП	Трансформатор демонтирован		100
70	ПС 110 кВ Вязовка	1972	110/10	1	2,5	100
71	ПС 110 кВ Степная	1980	110/6	1	6,3	100
72	ПС 110 кВ Дальняя	1983	110/6	1	10,0	100
73	ПС 110 кВ Ступино	1968	110/6	1	6,3	100
74	ПС 110 кВ Соленое Займище	1988	110/10	1	6,3	100
75	ПС 110 кВ Старица-2	1991	110/10	1	6,3	100
76	ПС 110 кВ Солодники	1969	110/10	1	10,0	84,61
77	ПС 110 кВ Черный Яр-2	1983	110/10	2	2х6,3	100
78	ПС 110 кВ Горная	1981	110/6	1	16,0	60,00
79	ПС 110 кВ Ушаковка	1971	110/6	1	10,0	100

№	Наименование подстанций	Год ввода в эксплуатацию	Напряжение трансформаторов, кВ	Количество трансформаторов	Мощность силовых трансформаторов, МВА	% износа
80	ПС 110 кВ Ватажная	1979	110/35/6	1	16,0	100
81	ПС 110 кВ Ленино	1979	110/10	1	2,5	100
82	ПС 110 кВ Ветлянка	1972	110/6	1	6,3	100
83	ПС 110 кВ Косика	1972	110/10	1	10,0	100
84	ПС 110 кВ Солнечная	1988	110/6	1	10,0	100
85	ПС 110 кВ Береговая	1976	110/10	2	2,5+6,3	100
86	ПС 110 кВ Енотаевка	1973	110/10	2	2x10,0	84,91
87	ПС 110 кВ Никольская	1966	110/35/10	1	6,3	100
			110/10	1	6,3	
88	ПС 110 кВ Сероглазовка	1966	110/10	1	6,3	100
89	ПС 110 кВ Царевская	2007	110/10/6	2	2x40,0	66,35
90	ПС 110 кВ Юбилейная	2010	110/10	2	2x40,0	68,44
91	ПС 110 кВ Заводская*	1986	110/10	2	2x25	Нет данных

*ПС 110 кВ Заводская находится в аренде.

Износ основных производственных фондов составляет:

- по подстанционному оборудованию – 79,17 %,

в том числе:

- ПС 110 кВ – 85,44 %;

- ПС 35 кВ – 90,72 %;

- ТП 6-10 кВ – 65,9 %;

- по ВЛ 110 кВ – 85,58 %;

- по ВЛ 35 кВ – 80,2 %.

- по КЛ-110 кВ – 54,29 %;

- по КЛ-35 кВ – 0,0 %.

3.3. Структура электросетевого комплекса Южного филиала ООО «Газпром энерго»

Линии электропередачи 110 кВ и выше

№	Наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км
---	------------------	----------------	-------------------

№	Наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протя- жен- ность, км
1	ВЛ 110 кВ Газовая – ГПП-2 №1	110 (в габаритах 220)	2,49
2	ВЛ 110 кВ Газовая – ГПП-2 №2	110 (в габаритах 220)	2,47
3	ВЛ 110 кВ Газовая – ГПП-3 №1	110 (в габаритах 220)	3,49
4	ВЛ 110 кВ Газовая – ГПП-3 №2	110 (в габаритах 220)	3,39
5	Отпайка от ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – ГПП-1 с отпайкой на ПС ГПП-2 (ВЛ 110 кВ 453) до ПС 110 кВ ГПП-2	110 (в габаритах 220)	2,00
6	Отпайка от ВЛ 110 кВ Кири-Кили – Газовая с отпайкой на ПС ПХ (ВЛ 110 кВ 454) до ПС 110 кВ ПХ	110	5,50
7	Отпайка от ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – Газовая с отпайкой на ПС ПХ (ВЛ 110 кВ 456) до ПС 110 кВ ПХ	110	5,50

Подстанции 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование подстанции	Напряжение, кВ	Количество силовых трансформаторов, ед.	Установленная мощность, МВА
1	ПС 110 кВ ПХ	110/35/6	2	32
2	ПС 110 кВ ГПП-1	110/10/6	2	160
3	ПС 110 кВ ГПП-2	110/10	3	189
4	ПС 110 кВ ГПП-3	110/6	2	80

3.4. Структура электросетевого комплекса филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго»

Подстанции 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование подстанции	Год ввода в эксплуатацию	Напряжение, кВ	Количество силовых трансформаторов, ед.	Установленная мощность, МВА
1	ПС 110 кВ ММПС	2017	110/10	1	25
2	ПС 110 кВ Аэродромная	2019	110/10	2	50
	Итого			3	75

3.5. В энергосистеме имеются также подстанции и электрические сети 110 кВ и выше других владельцев (потребительские), оказывающие влияние на электроэнергетические режимы Астраханской энергосистемы.

3.5.1. Структура электросетевого комплекса филиала «ГЖД» Астраханская дистанция электроснабжения

Подстанции 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование подстанции	Напряжение, кВ	Количество силовых трансформаторов, ед.	Установленная мощность, МВА
1	ПС 220 кВ Тяговая-1	220/27,5/10	2	80
2	ПС 110 кВ Тяговая-2	110/27,5/10	2	50

3.5.2. Структура электросетевого комплекса АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р»

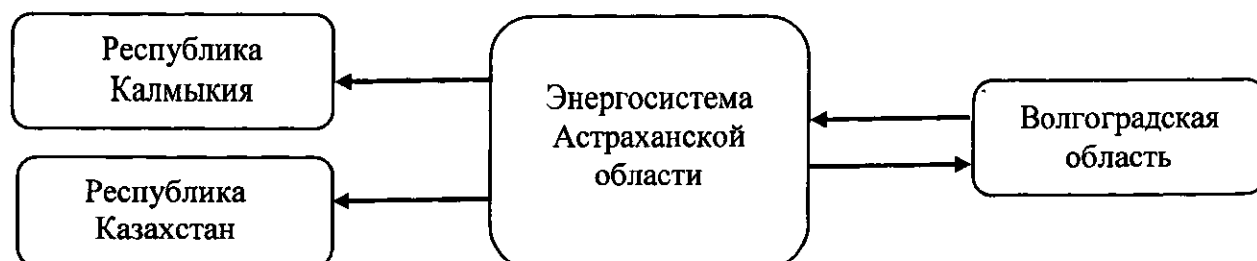
Линии электропередачи 110 кВ и выше

№	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Напряжение, кВ	Протяженность, км
1	ВЛ 110 кВ Нефтепровод – А-НПС-5А	2016	110	95,6
2	Отпайка на ПС 110 кВ А-НПС-5А от ВЛ 110 кВ Лиман – Зензели с отпайкой на ПС А-НПС-5А	2017	110	45,8
	Итого			141,4

Подстанции 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование подстанции	Год ввода в эксплуатацию	Напряжение, кВ	Установленная мощность, МВА
1	ПС 110 кВ А-НПС-5А	2016	110/10	50

4. Основные внешние электрические связи 110 кВ и выше энергосистемы Астраханской области



Основные внешние электрические связи энергосистемы Астраханской области с другими энергосистемами:

- с энергосистемой Волгоградской области:
 - ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка № 1;
 - ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка № 2;
 - ВЛ 220 кВ Южная – Чёрный Яр № 1;
 - ВЛ 220 кВ Южная – Зубовка;
 - ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110кВ № 297), связь нормально разомкнута на ПС 110 кВ Капустин Яр;
 - ВЛ 110 кВ Солодники – Райгород-2 с отпайкой на ПС Ушаковка (ВЛ 110кВ № 320), связь нормально разомкнута на Волгоградской ТЭЦ-3;
- с энергосистемой Республики Калмыкия:
 - ВЛ 220 кВ Черный Яр – Большой Царын-1 I цепь;
 - ВЛ 220 кВ Черный Яр – Большой Царын-1 II цепь, связь нормально разомкнута на ПС 220 кВ Большой Царын-1;
 - ВЛ 110кВ Лиман – Каспийская-2;
 - ВЛ 110кВ Лиман – Джильгита;
 - ВЛ 110кВ Никольская – Цаган-Аман с отпайкой на ПС Ветлянка (ВЛ 110кВ 724);
 - ВЛ 110кВ Цаган-Аман – Енотаевка (ВЛ 110кВ 725);
 - ВЛ 110кВ Дальняя – Ковыльная (ВЛ 110кВ 783), связь нормально разомкнута на ПС 220 кВ Большой Царын-1;
 - ВЛ 110кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход, связь нормально разомкнута на ПС 110 кВ Солодники;
- с энергосистемами Республики Казахстан:
 - ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Сайхин;
 - ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Суюндук;
 - ВЛ 110 кВ Бузанская – Чертомбай с отпайкой на ПС ГНСВ;
 - ВЛ 110 кВ Бузанская – ГНСВ.

5. Динамика потребления тепловой энергии и структура отпуска теплоэнергии от электростанций и котельных в Астраханской области

Теплоснабжение потребителей Астраханской области осуществляется от разных источников: как централизованных, так и нецентрализованных.

От централизованных источников в основном снабжаются тепловой энергией потребители г. Астрахани, г. Нариманова, г. Камызяка, г. Харабали, с. Черный Яр, г. Ахтубинска, р.п. Верхний Баскунчак.

5.1. Система теплоснабжения Южного филиала ООО «Газпром энерго»

Система теплоснабжения Южного филиала ООО «Газпром энерго»

представляет собой самостоятельную систему, обслуживающую промышленную площадку Астраханского газоконденсатного месторождения. Основная нагрузка приходится на производство пара для технологических нужд газоперерабатывающего завода, отопление и горячее водоснабжение. Источником теплоснабжения являются три котельные, работающие на природном газе, – «Пусковая», «Узловая», «Расширение». Суммарная установленная тепловая мощность котельных составляет 811 Гкал/час.

Отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется от разных источников. Отпуск тепловой энергии в паре и горячей воде для нужд Астраханского газоперерабатывающего завода филиала ООО «Газпром переработка» осуществляется с коллекторов котельных «Пусковая» и «Расширение».

Отпуск тепловой энергии для организаций Аксарайского промузла, кроме газоперерабатывающего завода, осуществляется с коллекторов котельной «Узловая».

Структура отпуска тепловой энергии (по параметрам пара) от котельных Южного филиала ООО «Газпром энерго» за 2021 год

№ п/п	Наименование источника	Отпуск тепловой энергии в 2021 году, тыс. Гкал	Параметры пара/ вид топлива, кГс/см ²
1.	Пусковая котельная		
1.1.	Паровые котлы котельной «Пусковая»	1655,154	36-39 (380-420 °С) 4,5-5,06 (160-200 °С)
1.2.	Паровые котлы котельной «Расширение»	346,848	36-39 (380-420 °С) 4,5-6,0 (160-200 °С)
	Котельная «Узловая» пар не отпускает		

5.2. Основные характеристики теплосетевого хозяйства ООО «Астраханские тепловые сети»

Теплоснабжение осуществляется от двух крупных источников тепловой энергии – Астраханской ТЭЦ-2, Астраханской ПГУ-235 ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», а также 9 отопительных котельных, находящихся на балансе ООО «Астраханские тепловые сети» и котельной Т-15, принадлежащей МУП г. Астрахани «Коммунэнерго».

На балансе ООО «Астраханские тепловые сети» находятся водяные тепловые сети общей протяженностью 511,2 км (255,6 км трассы) в однострубно-м исчислении условным диаметром от 32 до 1000 мм, из них надземного исполнения – 338,8 км (169,4 км трассы), канального – 110,6 км (55,3 км трассы), бесканального – 61,8 км (30,9 км трассы). Сети построены в период с 1960 по 2020 год. Нуждаются в замене 372,8 км (186,4 км трассы), из них ветхих – 372,8 км (186,4 км трассы).

Суммарная установленная мощность источников теплоснабжения в горячей воде, от которых осуществляется теплоснабжение тепловых сетей ООО «Астраханские тепловые сети», составляет:

всего – 1093,57 Гкал/ч,

в том числе мощность:

до 3 Гкал/ч – 8,03 Гкал/ч (котельные № 2, 5, 13, 21, 22, 28);

от 3 до 20 Гкал/ч – 17,42 Гкал/ч (котельные № 15, 16);

от 20 до 100 Гкал/ч – 26,32 Гкал/ч (котельная № 12);

свыше 100 Гкал/ч – 1041,80 Гкал/ч (ТЭЦ-2, ПГУ-235).

Число теплоисточников:

Всего – 11;

в том числе мощностью:

до 3 Гкал/ч – 6;

от 3 до 20 Гкал/ч – 2;

от 20 до 100 Гкал/ч – 1;

свыше 100 Гкал/ч – 2.

Отпуск тепловой энергии от теплоисточников осуществляется в горячей воде.

На теплоисточниках ТЭЦ-2, ПГУ-235, № 5, 12, 15, 16, 21, 22, 28 установлены коммерческие узлы учета тепловой энергии и теплоносителя.

Существующие мощности котельных в основном превышают величину максимальной присоединенной к тепловой сети нагрузки.

В настоящее время все источники теплоснабжения в городе Астрахани работают локально, каждый на свою зону. Тепловые сети выполнены по тупиковой схеме, двухтрубными либо четырехтрубными (в одном канале проложены сети отопления и горячего водоснабжения), циркуляционными, подающими одновременно тепловую энергию на отопление, вентиляцию, технологические нужды и горячее водоснабжение.

Система теплоснабжения:

- на котельных ПГУ-235, № 2, 5, 12, 15, 16, 22, 28 – закрытая;

- на теплоисточниках ТЭЦ-2, № 15, 21 – открытая.

Система горячего водоснабжения работает круглогодично. Регулирование отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии осуществляется централизованно по качественному методу путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе по отопительному графику с соблюдением утвержденных температурных графиков.

5.3 Динамика потребления тепловой энергии от электростанций и котельных г. Астрахани за 2017 – 2021 годы

ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	2042	2036	1858	1740	1716
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	78	-6	-178	-118	-24
Среднегодовые темпы прироста, %	+3,4	-0,3	-8,7	-6,3	-1,4

Астраханская ТЭЦ-2					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	1692	1691	1554	1483	1504
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	+77	-1	-137	-71	+21
Среднегодовые темпы прироста, %	+11,7	0	-8,1	-4,5	+1,4
Астраханская ГРЭС (ПГУ-110)					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Среднегодовые темпы прироста, %	0	0	0	0	0
Астраханская ПГУ-235					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	230	221	211	222	212
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	0	-9	-10	+11	-10
Среднегодовые темпы прироста, %	0	-3,9	-4,5	+5,2	-4,5
Малые котельные					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	120	124	92	78	-
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	-99	+4	-32	-14	-
Среднегодовые темпы прироста, %	-45,2	+3,3	-25,8	-15,2	-

Динамика потребления тепловой энергии по Астраханской области за 2017 – 2021 годы

Показатели	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	13015,75	12110,51	12332,93	11728,41	10663,08
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	1483,5	-905,24	222,42	-604,52	-1065,33
Среднегодовые темпы прироста, %	11,390	-7,474	0,018	-5,154	-0,099

5.4. Структура отпуска теплоэнергии (по параметрам пара) от электростанций и котельных генерирующих компаний Астраханской области за 2021 год по ООО «Астраханские тепловые сети»

№ п/п	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Параметры пара, вид топлива
Энергокомпания, ТЭС			
	Всего от ТЭС, в том числе:	1716,501	газ
1	Астраханская ТЭЦ-2	1504,474	газ
2	Астраханская ПГУ-235	212,027	газ
Котельные (энергокомпаний, муниципальных)			
	Всего от котельных,	55,731	газ

в том числе ООО «Астраханские тепловые сети», МУП г. Астрахани «Коммунэнерго»:			
3	№ 2	3,062	газ
4	№ 5	0,510	газ
5	№ 12	24,790	газ
6	№ 13	0,320	электричество
7	№ 15	7,913	газ
8	№ 16	10,513	газ
9	№ 21	3,176	газ
10	№ 22	2,160	газ
11	№ 28	1,212	газ
12	Центральная	0,003	газ
13	Т-15	2,072	газ
ИТОГО		1772,232	

**5.5. Отпуск тепловой энергии теплоисточниками г. Астрахани
(тыс. Гкал)**

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
Отпуск тепловой энергии электростанциями:					
Астраханская ТЭЦ-2	1692	1691	1554	1483	1504
Астраханская ГРЭС (ПГУ-110)	0	0	0	0	0
Астраханская ПГУ-235	230	221	211	222	212
Малые котельные	120,00	124,00	93,00	57,00	-
Всего	2042,00	2036,00	1858,00	1762,00	1716,00

**5.6. Динамика потребления тепловой энергии в 2017 – 2021 годах
(МУП г. Астрахани «Коммунэнерго»)**

Показатели	2017	2018	2019	2020	2021
1. Основные показатели топливно-энергетического баланса					
Тепловая энергия (Гкал):					
- выработка котельными	310241	322351	301240	320767	322388
- полезный отпуск котельными	267075	245999	246405	247386	254442
Расход натурального топлива на выработку тепловой энергии:					
- мазут (тыс. тонн)	0,381	0,357	0,322	0,328	0,388

- газ (млн куб.м)	42,872	44,560	41,793	44,356	44,488
- печное топливо (тыс. тонн)					
- уголь (тыс. тонн)					
2. Потребление тепловой энергии в разрезе основных потребителей (Гкал):	267075	245999	246405	247386	254442
промышленность	20551	14422	12430	13081	12092
транспорт					
сельское хозяйство					
строительство					
население	202671	187783	193698	193716	199186
коммунально-бытовой сектор	43853	43794	40277	40589	43164

5.7. Структура отпуска теплоэнергии (по параметрам пара) от котельных МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» за 2021 год

№ п/п	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Параметры пара, вид топлива
Котельные (энергокомпаний, муниципальные)			
Всего от котельных, в т.ч.:		292,870	
1	котельная № Т-1	131,550	горячая вода, природный газ
2	котельная № Т-2	34,036	горячая вода, природный газ
3	котельная № Т-3	4,566	горячая вода, природный газ
4	котельная № Т-4	19,682	горячая вода, природный газ
5	котельная № Т-6	50,597	горячая вода, природный газ
6	котельная № Т-8	6,693	горячая вода, природный газ
7	котельная № Т-9	3,117	горячая вода, природный газ
8	котельная № Т-10	3,084	горячая вода, природный газ
9	котельная № Т-11	1,626	горячая вода, природный газ
10	котельная № Т-12	0,608	горячая вода, природный газ
11	котельная № Т-13	0,301	горячая вода, природный газ
12	котельная № Т-14	0,756	горячая вода, природный газ
13	котельная № Т-15	2,073	горячая вода, природный газ
14	котельная № Т-17	2,073	горячая вода, природный газ
15	котельная № Т-18	0,105	горячая вода, природный газ
16	котельная № Т-19	0,254	горячая вода, природный газ
17	котельная № Т-20	1,543	горячая вода, природный газ
18	котельная № Т-21	2,043	горячая вода, природный газ
19	котельная № Т-22	0,196	горячая вода, природный газ
20	котельная № Т-23	5,519	горячая вода, природный газ

21	котельная № Т-24	0,347	горячая вода, природный газ
22	котельная № Т-25	0,497	горячая вода, природный газ
23	котельная № Т-26	1,334	горячая вода, природный газ
24	котельная № Т-27	1,118	горячая вода, природный газ
25	котельная № Т-28	1,180	горячая вода, природный газ
26	котельная № Т-29	0,048	горячая вода, природный газ
27	котельная № Т-41	1,574	горячая вода, мазут топочный
28	котельная № Т-43	1,110	горячая вода, мазут топочный
29	Котельная № Т-44	15,240	горячая вода, природный газ

5.8. Структура отпуска теплоэнергии (по параметрам пара) от электростанций и котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» за 2021 год

№ п/п	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Параметры пара, вид топлива
Энергокомпания, ТЭС			
Всего от ТЭС, в том числе:		1716.501	
1	Астраханская ТЭЦ-2	1504.474	газ
2	Астраханская ПГУ-235	212.027	газ

5.9. Динамика потребления тепловой энергии по муниципальным образованиям за 2017 – 2021 годы

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
МО «ЗАТО Знаменск»					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	155,65	156,72	156,19	155,67	154.80
Источники тепловой энергии, всего	7	7	7	7	7
ТЭЦ, всего, в том числе:	-	-	-	-	-
энергокомпаний	-	-	-	-	-
блок-станций	-	-	-	-	-
котельные, всего, в том числе:	7	7	7	7	7
энергокомпаний	-	-	-	-	-
муниципальные	7	7	7	7	7
прочие источники	-	-	-	-	-
МО «Икрянинский район»					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	18,636	18,593	21,940	30,959	26.830
Источники тепловой энергии, всего	3	3	4	4	3
ТЭЦ, всего, в том числе:	-	-	-	-	-
энергокомпаний	-	-	-	-	-
блок-станций	-	-	-	-	-
котельные, всего, в том числе:	3	3	4	4	3

энергокомпаний	-	-	-	-	-
муниципальные	3	3	4	4	4
прочие источники	-	-	-	-	-
МО «Черноярский район»					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	16,765	13,262	13,329	11,396	13.965
Источники тепловой энергии, всего	16	10	9	8	8
ТЭЦ, всего, в том числе:	-	-	-	-	-
энергокомпаний	-	-	-	-	-
блок-станций	-	-	-	-	-
котельные, всего, в том числе:	16	10	9	8	8
энергокомпаний					
муниципальные	14	9	8	8	8
прочие источники	2	1	1	0	0
МО «Приволжский район»					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	54,56	57,10	75,00	85,11	97,04
Источники тепловой энергии, всего	37	37	39	41	43
ТЭЦ, всего, в том числе:	-	-	-	-	-
энергокомпаний	-	-	-	-	-
блок-станций	-	-	-	-	-
котельные, всего, в том числе:	37	37	39	41	43
энергокомпаний	-	-	-	-	-
муниципальные	37	37	39	41	41
прочие источники	-	-	-	-	-
МО «Лиманский район»					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	12,80	12,60	11,90	11,90	12.10
Источники тепловой энергии, всего	2	2	2	2	2
ТЭЦ, всего, в том числе:	-	-	-	-	-
энергокомпаний	-	-	-	-	-
блок-станций	-	-	-	-	-
котельные, всего, в том числе:	2	2	2	2	2
энергокомпаний	-	-	-	-	-
муниципальные	2	2	2	2	2
прочие источники	-	-	-	-	-
МО «Красноярский район»					
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	30,88	30,54	30,54	29,83	21.93
Источники тепловой энергии, всего	35	35	34	34	25
ТЭЦ, всего, в том числе:	-	-	-	-	-

энергокомпаний	-	-	-	-	-
блок-станций	1	1	1	1	1
котельные, всего, в том числе:	34	34	33	33	24
энергокомпаний	-	-	-	-	-
муниципальные	34	34	33	33	24
прочие источники	-	-	-	-	-
МО «Наримановский район»					
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	41,59	41,27	40,81	39,73	72.00
Источники тепловой энергии, всего	29	29	29	32	32
ТЭЦ, всего, в том числе:	-	-	-	-	
энергокомпаний	-	-	-	-	
блок-станций	-	-	-	-	
котельные, всего, в том числе:	29	29	29	32	32
энергокомпаний	-	-	-	-	-
муниципальные	29	29	29	32	32
прочие источники	-	-	-	-	-
МО «Камызякский район»					
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	37,57	33,66	34,12	33,03	33.00
Источники тепловой энергии, всего	12	11	11	11	11
ТЭЦ, всего, в том числе:	-	-	-	-	-
энергокомпаний	-	-	-	-	-
блок-станций	-	-	-	-	-
котельные, всего, в том числе:	12	11	11	11	11
энергокомпаний	-	-	-	-	-
муниципальные	12	11	11	11	11
прочие источники	-	-	-	-	-
МО «Харабалинский район»					
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	24,63	23,72	25,45	23,70	35.90
Источники тепловой энергии, всего	14	15	15	16	13
ТЭЦ, всего, в том числе:	-	-	-	-	-
энергокомпаний	-	-	-	-	-
блок-станций	-	-	-	-	-
котельные, всего, в том числе:	14	15	15	16	13
энергокомпаний	-	-	-	-	-
муниципальные	13	14	14	15	13
прочие источники	1	1	1	1	-
МО «Ахтубинский район»					

Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	193,08	192,75	188,76	186,42	142.59
Источники тепловой энергии, всего	16	16	16	16	11
ТЭЦ, всего, в том числе:	-	-	-	-	-
энергокомпаний	-	-	-	-	-
блок-станций	-	-	-	-	-
котельные, всего, в том числе:	16	16	16	16	11
энергокомпаний	-	-	-	-	-
муниципальные	16	16	16	16	11
прочие источники	-	-	-	-	-
МО «Енотаевский район»					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	27,46	29,15	28,30	26,18	27.12
Источники тепловой энергии, всего	19	20	20	20	20
ТЭЦ, всего, в том числе:	-	-	-	-	-
энергокомпаний	-	-	-	-	-
блок-станций	-	-	-	-	-
котельные, всего, в том числе:	19	20	20	20	20
энергокомпаний					
муниципальные	19	20	20	20	20
прочие источники	-	-	-	-	-
МО «Володарский район»					
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	32,00	33,00	33,00	33,00	26.08
Источники тепловой энергии, всего	32	33	33	33	30
ТЭЦ, всего, в т.ч.:	-	-	-	-	-
энергокомпаний	-	-	-	-	-
блок-станций	-	-	-	-	-
котельные, всего, в том числе:	33	33	33	33	30
энергокомпаний	-	-	-	-	-
муниципальные	33	33	33	33	30
прочие источники	-	-	-	-	-

5.10. Перечень основных потребителей тепловой энергии за 2021 год

№	Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Годовой объем теплопотребления, тыс. Гкал	Источник покрытия тепловой нагрузки	Параметры пара	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
---	--	------------------	---	-------------------------------------	----------------	---------------------------------

1	2	3	4	5	6	7
1	ГБУЗ АО Александро-Мариинская областная клиническая больница, г. Астрахань, ул. Татищева, 2	медицина/федеральный бюджет	12,92	ТЭЦ-2	-	10,23
2	ФГБОУ ВО «АГТУ», г. Астрахань, ул. Татищева, 16	образование/федеральный бюджет	12,14	ТЭЦ-2	-	6,86
3	ГБУЗ АО «Областная детская клиническая больница им. Н.Н. Силищевой», г. Астрахань, ул. Медиков, 6	медицина/бюджет Астраханской области	9,88	ТЭЦ-2	-	4,98
4	ФГБОУ ВО «Астраханский ГМУ» Минздрава России, г. Астрахань, ул. Бакинская, 121	образование/федеральный бюджет	7,98	ТЭЦ-2	-	5,44
5	Астраханское отделение Приволжской железной дороги – филиал ОАО «РЖД», г. Астрахань, ул. Беринга, 1	транспорт	9,20	ТЭЦ-2 ПГУ-235	-	6,47
6	ООО «Газпром добыча Астрахань», г. Астрахань, ул. Ленина, 30	производство	5,25	ТЭЦ-2 ПГУ-235	-	5,80
7	ЧУЗ «Медико-санитарная часть», г. Астрахань, ул. Кубанская, 5	медицина/бюджет Астраханской области	4,73	ТЭЦ-2	-	4,50

5.11. Потребление топлива электростанциями и котельными за 2021 год

Показатели	Всего	в том числе			
		газ	уголь	нефте-топли-во (ма-зут)	прочее топливо (котельно-печное)
ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»					

Всего годовой расход топлива, тыс. т.у.т.	1160,512	1160,450	-	0,033	0,029
Топливо на электрическую энергию, тыс. т.у.т.	917,354	917,292	-	0,033	0,029
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г/кВтч	288,576	-	-	-	-
Топливо на тепловую энергию, тыс. т.у.т.	243,158	243,158	-	-	-
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	141,659	-	-	-	-
в том числе:					
Астраханская ТЭЦ-2					
Топливо всего, тыс. т.у.т.	650,036	650,003	-	0,033	-
Топливо на электрическую энергию, тыс. т.у.т.	438,825	438,792	-	0,033	-
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г/кВтч	341,843	-	-	-	-
Топливо на тепловую энергию, тыс. т.у.т.	211,211	211,211	-	-	-
Удельный расход тепловой энергии на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал	140,359	-	-	-	-
Астраханская ГРЭС (ПГУ-110)					
Топливо всего, тыс. т.у.т.	79,950	79,950	-	-	-
Топливо на электрическую энергию, тыс. т.у.т.	79,950	79,950	-	-	-
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г/кВтч	260,288	-	-	-	-
Топливо на тепловую энергию, тыс. т.у.т.	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал	-	-	-	-	-
Астраханская ПГУ-235					
Топливо всего, тыс. т.у.т.	430,526	-	-	-	0,029
Топливо на электрическую энергию, тыс. т.у.т.	398,579	406,386	-	-	0,029
Удельный расход условного топлива на отпуск	250,989	-	-	-	-

электрической энергии, г/кВтч					
Топливо на тепловую энергию, тыс. т.у.т.	31,947	33,162	-	-	-
Удельный расход услов- ного топлива на отпуск тепловой энергии, кг/ Гкал	150,672	-	-	-	-

5.12. Динамика потребления топлива Южным филиалом ООО «Газпром энерго» (млн т.у.т.)

Год	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%
2017	281,000	100	-	-	-	-	-	-	281,000	100
2018	280,000	100	-	-	-	-	-	-	280,000	100
2019	287,000	100	-	-	-	-	-	-	287,000	100
2020	321,000	100	-	-	-	-	-	-	321,000	100
2021	333,000	100	-	-	-	-	-	-	333,000	100

5.13. Единый топливно-энергетический баланс Астраханской области

[illegible]

1	Автомобильные бензины, всего	Тыс. тонн	267,0	262,8	236,8	223,2	233,3
2	Дизельное топливо	Тыс. тонн	89,9	98,1	62,9	62,4	63,5
			165,0 — с учетом Астраханского территориального управления филиала ОАО «РЖД»	294,7 — с учетом Астраханского территориального управления филиала ОАО «РЖД»	253,6 — с учетом Астраханского территориального управления филиала ОАО «РЖД»	247,4 — с учетом Астраханского территориального управления филиала ОАО «РЖД»	249,0 — с учетом Астраханского территориального управления филиала ОАО «РЖД»
3	Топочный мазут	Тыс. тонн	12,8	13,2	12,1	12,6	12,5
4	Топливо печное	Тыс. тонн	0	0	0	0	0
5	Керосин осветительный	Тыс. тонн	0	0	0	0	0
6	Природный газ всего, - в том числе для бытовых нужд населения	Млн куб. м	2187,1	2206,9	2129,8	2066,8	2115,3
			416,2	434,9	400,8	401,2	416,4
7	Сжиженный газ всего, - в том числе для бытовых нужд населения	Тыс. тонн	40,6	40,4	55,3	53,5	54,3
			2,4	2,1	1,0	0,9	0,8
8	Уголь всего, - в том числе для бытовых нужд населения	Тыс. тонн	12,0 (с учетом Астраханского территориального управления филиала ОАО «РЖД»)	13,3 (с учетом Астраханского территориального управления филиала ОАО «РЖД»)	8,4 (с учетом Астраханского территориального управления филиала ОАО «РЖД»)	15,3 (с учетом Астраханского территориального управления филиала ОАО «РЖД»)	18,3 (с учетом Астраханского территориального управления филиала ОАО «РЖД»)
			3,4	3,4	1,5	6,5	9,8
9	Дрова всего, - том числе для бытовых нужд населения	Тыс. пл. куб. м	6,7	4,1	2,7	1,8	1,8
			6,5	4,0	2,4	1,8	1,6
10	Авиационное топливо	Тыс. тонн	6,8	6,7	7,0	6,2	12,0
11	Электроэнергия	Млн	4231,1	4424,4	4285,9	4096,5	4230,9

		кВт час					
12	Тепловая энергия	Тыс. Гкал	11780,5	12 110,5	12332,9	11728,4	10663,1

6. Особенности функционирования и существующие проблемы электроэнергетики энергосистемы Астраханской области

6.1. Наличие отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети

Технологическое присоединение новых потребителей к ПС 35 кВ Началово, ПС 35 кВ Октябрьская, ПС 35 кВ Трусовская, ПС 35 кВ Кировская возможно только при условии увеличения их трансформаторной мощности по причине загрузки существующих трансформаторов по результатам замеров, превышающей нормативные требования, с учетом величины мощности вновь присоединяемых потребителей в соответствии с заключенными договорами об осуществлении технологического присоединения (с учетом коэффициентов реализации), а также отсутствия возможности перевода нагрузки на другие источники питания в случае отключения (ремонта) одного из трансформаторов на вышеуказанных подстанциях. Анализ фактической загрузки трансформаторов данных подстанций и объем планируемой величины технологического присоединения приведены в пункте 12.2 раздела 12, приложении № 1 к Программе, перечень планируемых к присоединению потребителей приведен в приложении № 2 к Программе.

6.2. Наличие ограничений, связанных с недостатком пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах

В энергосистеме Астраханской области отсутствуют «узкие места», связанные с недостатком пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше. Результаты расчетов электроэнергетических режимов приведены в разделе 13 Программы.

6.3. Наличие ограничений, связанных с отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения

В энергосистеме Астраханской области отсутствуют «узкие места», связанные с отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения. Результаты расчетов электроэнергетических режимов приведены в разделе 13 Программы.

7. Основные направления развития электроэнергетики Астраханской области

За основу прогноза роста спроса на электроэнергию и мощность, основных вводов генерирующей мощности и электросетевых объектов 220 кВ

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1. Основные показатели топливно-энергетического баланса						
Тепловая энергия (тыс. Гкал):						
- выработка котельными	311,882	311,882	311,882	311,882	311,882	311,882
- полезный отпуск котельными	245,864	245,864	245,864	245,864	245,864	245,864
Расход натурального топлива на выработку тепловой энергии:						
- мазут (тыс. тонн)	0,305	0,305	0,305	0,305	0,305	0,305
- газ (млн куб.м)	44,669	44,669	44,669	44,669	44,669	44,669
- печное топливо (тыс. тонн)						
- уголь (тыс. тонн)						
2. Потребление тепловой энергии по основным по-	245,864	245,864	245,864	245,864	245,864	245,864

требителям (тыс. Гкал):						
промышленность	11,894	11,894	11,894	11,894	11,894	11,894
транспорт						
сельское хозяйство						
строительство						
население	188,139	188,139	188,139	188,139	188,139	188,139
коммунально-бытовой сектор	45,831	45,831	45,831	45,831	45,831	45,831

8.2. Прогноз потребления топлива электростанциями и котельными энергосистемы Астраханской области

Подразделение	Вид топлива	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027
АО «ТЭЦ-Северная»	газ	тыс. т.у.т.	30,416	30,416	30,416	30,416	30,416	30,416
Астраханская ТЭЦ-2	газ	млн м ³	555,854	555,854	555,854	555,854	555,854	555,854
	мазут	тыс. тонн	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Астраханская ГРЭС (ПГУ-110)	газ	млн м ³	168,827	173,157	158,210	158,210	158,210	158,210
Астраханская ПГУ-235	газ	млн м ³	359,423	314,497	356,717	356,717	356,717	356,717
	дизель	тыс. тонн	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
ООО «Астраханские тепловые сети»	газ	млн м ³	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522
	мазут	тыс. тонн	-	-	-	-	-	-
	дизель	тыс. тонн	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО	газ	млн м ³	1123,04	1082,44	1109,71	1109,71	1109,71	1109,71
	мазут	тыс. тонн	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
	дизель	тыс. тонн	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020

8.3. Прогноз потребления топлива электростанциями и котельными ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» (млн т.у.т.)

ООО «ЛУКОЙЛ- Астрахань- энерго»	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
год	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%
2022	1,25789	99,99	0,00004	0,003			0,00003	0,002	1,25938	100
2023	1,21078	99,99	0,00004	0,003			0,00003	0,002	1,21085	100
2024	1,24243	99,99	0,00004	0,003			0,00003	0,002	1,24250	100
2025	1,24243	99,99	0,00004	0,003			0,00003	0,002	1,24250	100
2026	1,24243	99,99	0,00004	0,003			0,00003	0,002	1,24250	100
2027	1,24243	99,99	0,00004	0,003			0,00003	0,002	1,24250	100

Астраханская ТЭЦ-2	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
год	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%
2022	0,64495	99,99	0,00003	0,006					0,64499	100
2023	0,64495	99,99	0,00003	0,006					0,64499	100
2024	0,64495	99,99	0,00003	0,006					0,64499	100
2025	0,64495	99,99	0,00003	0,006					0,64499	100
2026	0,64495	99,99	0,00003	0,006					0,64499	100
2027	0,64495	99,99	0,00003	0,006					0,64499	100

Астраханская ГРЭС (ПУ- 110)	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
год	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%
2022	0,19589	100							0,19589	100
2023	0,20091	100							0,20091	100
2024	0,18357	100							0,18357	100
2025	0,18357	100							0,18357	100
2026	0,18357	100							0,18357	100
2027	0,18357	100							0,18357	100

Астраханская ПУ-235	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
год	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%
2022	0,41703	99,99					0,00002	0,007	0,41706	100
2023	0,36491	99,99					0,00002	0,007	0,36494	100
2024	0,41389	99,99					0,00002	0,007	0,41392	100
2025	0,41389	99,99					0,00002	0,007	0,41392	100
2026	0,41389	99,99					0,00002	0,007	0,41392	100
2027	0,41389	99,99					0,00002	0,007	0,41392	100

ООО «Астра- ханские теп- ловые сети»	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
год	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%

2022	0,00988	100							0,00988	100
2023	0,00988	100							0,00988	100
2024	0,00988	100							0,00988	100
2025	0,00988	100							0,00988	100
2026	0,00988	100							0,00988	100
2027	0,00988	100							0,00988	100

8.4. Прогноз потребления топлива Астраханским территориальным участком Приволжской дирекции по тепловодоснабжению филиала ОАО «РЖД» (млн т.у.т.)

Год	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	
2023	2,005	-	0,003	-	0,001	-	0,0000	-	2,004	-
2024	2,005	-	0,003	-	0,001	-	0,0000	-	2,004	-
2025	2,005	-	0,003	-	0,001	-	0,0000	-	2,004	-
2026	2,005	-	0,003	-	0,001	-	0,0000	-	2,004	-
2027	2,005	-	0,003	-	0,001	-	0,0000	-	2,004	-

8.5. Прогноз потребления топлива Южным филиалом ООО «Газпром энерго» (млн т.у.т.)

Год	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%
2023	339,000	100	-	-	-	-	-	-	339,000	100
2024	339,000	100	-	-	-	-	-	-	339,000	100
2025	339,000	100	-	-	-	-	-	-	339,000	100
2026	339,000	100							339,000	100
2027	339,000	100							339,000	100

8.6. Прогноз потребления топлива котельными МУП г. Астрахани «Коммунаэнерго» (млн т.у.т.)

Год	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%
2023	50,161	99,14	0,432	0,86	-	-	-	-	50,593	-
2024	50,161	99,14	0,432	0,86	-	-	-	-	50,593	-
2025	50,161	99,14	0,432	0,86	-	-	-	-	50,593	-
2026	50,161	99,14	0,432	0,86	-	-	-	-	50,593	
2027	50,161	99,14	0,432	0,86	-	-	-	-	50,593	

8.7. Прогноз потребления тепловой энергии.

Прогноз теплопотребления по централизованной зоне теплоснабжения

Потребление тепловой энергии потребителями, Гкал				
прогноз	ООО «Астраханские тепловые сети»	МУП г. Астрахани «Коммунэнерго»	АО «ТЭЦ- Северная»	всего
2023	1419553,67	245864,00	108468,00	1773885,67
2024	1419553,67	245864,00	108468,00	1773885,67
2025	1419553,67	245864,00	108468,00	1773885,67
2026	1419553,67	245864,00	108468,00	1773885,67
2027	1419553,67	245864,00	108468,00	1773885,67
Итого	7097768,35	1229320,00	542340,00	8869428,35

8.8. Прогноз производства тепловой энергии от электростанций и котельных (тыс. Гкал)

№ п/п	Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
1	ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»	1831,18	1831,18	1831,18	1831,18	1831,18
1.1	Астраханская ТЭЦ -2	1553,22	1553,22	1553,22	1553,22	1553,22
1.2	Астраханская ГРЭС (ПГУ-110)	-	-	-	-	-
1.3	Астраханская ПГУ-235	217,78	217,78	217,78	217,78	217,78
2	ООО «Астраханские тепловые сети»	60,181	60,181	60,181	60,181	60,181
3	МУП г. Астрахани «Коммунэнерго»	311,88	311,88	311,88	311,88	311,88
4	Южный филиал ООО «Газпром энерго»	2163,70	2163,70	2163,70	2163,70	2163,70
5	АО «ТЭЦ – Северная»	195,87	195,87	195,87	195,87	195,87
6	Астраханский участок Приволжской дирекции по тепловодоснабжению ОАО «РЖД»	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
7	Муниципальные образования (всего)	778,20	777,17	789,59	784,67	779,84
	всего	5394,01	5389,98	5402,40	5397,48	5392,65

8.9. Прогноз развития теплового хозяйства Астраханской области

В настоящее время тепловые мощности в Астраханской области сконцентрированы на 403 отопительных котельных суммарной мощностью 2 320 Гкал/час и на четырех электростанциях – Астраханской ПГУ-235, Астраханской ГРЭС (ПГУ-110), Астраханской ТЭЦ-2, АО «ТЭЦ-Северная».

Схемы теплоснабжения разрабатывают 26 муниципальных образований. В настоящее время утверждено 26 схемы теплоснабжения населенных пунктов, проводится работа по их ежегодной актуализации. Схема теплоснабжения г. Астрахани до 2031 года, утвержденная приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.12.2016 № 1443, актуализирована в 2021 году и направлена на утверждение в Министерство энергетики Российской Федера-

ции.

В рамках актуализированной схемы теплоснабжения г. Астрахани в период с 2021 по 2031 год в зонах действия существующих и перспективных источников тепловой энергии г. Астрахани запланирован прирост площадей нового строительства многоквартирных домов и индивидуальных жилых домов в размере 1,88 млн м², общественных зданий – 0,76 млн м².

Главным направлением остается газификация населенных пунктов Астраханской области. В настоящее время ведутся мероприятия в целях газификации Харабалинского района Астраханской области. Данные мероприятия позволяют уйти от теплоснабжения котельных, работающих на мазуте.

В декабре 2021 на рабочей встрече Губернатора Астраханской области Бабушкина И.Ю. и председателя правления ПАО «Газпром» Миллера А.Б. подписан план-график синхронизации выполнения Программы развития газоснабжения и газификации Астраханской области на 2022 год (далее – план-график синхронизации).

В соответствии с планом-графиком синхронизации ПАО «Газпром» совместно с Правительством Астраханской области до конца 2025 года предстоит построить и ввести в эксплуатацию 1383,1 км магистральных и распределительных газопроводов, газифицировать свыше 21 тыс. квартир и домовладений, перевести на природный газ 44 котельные объектов социальной сферы и жилищно-коммунального хозяйства, впервые подать природный газ в 59 населенных пунктов Астраханской области.

В 2021 году ПАО «Газпром» завершены работы по строительству и вводу в эксплуатацию магистрального газопровода-отвода «Макат – Северный Кавказ – Хошеутово – Вольное – Харабали» протяженностью 79,6 км, трех газораспределительных станций, а также двух межпоселковых газопроводов на территории Харабалинского района протяженностью 45,0 км. С вводом в эксплуатацию газопровода-отвода «Макат – Северный Кавказ – Хошеутово – Вольное – Харабали» и межпоселковых газопроводов обеспечена возможность транспортировки природного газа в районный центр – г. Харабали и другие населенные пункты Харабалинского района.

За счет средств бюджета Астраханской области было завершено строительство и введены в эксплуатацию внутрипоселковые распределительные сети с. Вольное, п. Сероглазово, с. Тамбовка, п. Ашулук Харабалинского района общей протяженностью 76,5 км.

Также в 2021 году осуществлялось строительство внутрипоселенческих газораспределительных сетей среднего давления г. Харабали, газораспределительных сетей с. Селитренного Харабалинского района. Выполнялись работы по строительству объекта «Распределительные сети газоснабжения с. Судочий Яр (п. Тумак) Володарского района». Подать газ в с. Селитренное Харабалинского района и с. Судочий Яр (п. Тумак) Володарского района планируется в III квартале 2022 года.

Разработана проектно-сметная документация по газификации 12 населенных пунктов Черноярского района, на ПСД получено положительное заключение государственной экспертизы.

Приоритетным направлением Программы газификации на период 2021 – 2025 годов остается газификация северных районов Астраханской области.

В 2021 год ПАО «Газпром» разрабатывалась проектно-сметная документация по строительству следующих газопроводов-отводов:

- «с. Замьяны – ГСП Бугринское Енотаевского района»;
- «Харабали – Ахтубинск – 2 – Ахтубинск – 1 Хабалинского и Ахтубинского районов».

В соответствии с планом-графиком синхронизации сроки завершения работ по проектированию – декабрь 2022 года. Сроки выполнения строительно-монтажных работ – 2023 – 2025 годы.

8.10. Перечень планируемых к строительству (реконструкции) источников теплоснабжения (ТЭЦ и крупных котельных) в Астраханской области

Строительство (реконструкция) источников теплоснабжения (ТЭЦ и крупных котельных) в Астраханской области не планируется.

8.11. Перечень новых объектов теплосетевого хозяйства на 2022 – 2027 годы

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода	Присоединяемая тепловая мощность, Гкал/час	Протяженность, км	Обоснование необходимости строительства	Тепловой источник (наименование ТЭЦ, котельной)	Место расположения	Стоимость строительства (или удельные капиталовложения)
1.	Строительство котельной (взамен котельных Т-4 и Т-9)	2023	10,320	по ПСД	заявка от заказчика	-	г. Астрахань	затраты заказчика
	Итого:		10,320					

9. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей

9.1. Планируемые вводы электрических станций на 2022 – 2027 годы в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы

№ п/п	Наименование объекта, собственник	Вводи-мая мощность, МВт	Год ввода	Обоснование включения
1.	ВЭС 220,5 МВт (коды ГТП: GVIE2698, GVIE2699, GVIE2695, GVIE2700, GVIE2701, GVIE2696, GVIE2702) (ООО «Ветропарки ФРВ»)	220,5	2026	Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы
2.	ВЭС 103,5 МВт (коды ГТП: GVIE2713, GVIE2714, GVIE2715, GVIE2716) (ООО «Ветропарки ФРВ»)	103,5	2027	Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы
3.	Богдинская СЭС (код ГТП GVIE1872) (ООО «Юнигрин Пауэр»)	60	2023	Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы

9.2. Планируемые выводы из эксплуатации генерирующего оборудования в Астраханской энергосистеме

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на период 2022 – 2027 годов не планируется.

9.3. Существующие и планируемые к строительству генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках

Строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках не запланировано.

10. Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности

10.1. Структура перспективного баланса электроэнергии по террито-

рии энергосистемы Астраханской области на 2022 – 2027 годы (млн кВт*ч)

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребность (потребление электрической энергии)	4392	4499	4531	4557	4734	4745
Покрытие (производство электрической энергии)	5051	4882	4907	4913	4953	5379
в том числе:						
Теплоэлектростанции (ТЭС)	3775	3795	3755	3761	3764	3768
Возобновляемые источники энергии (ВИЭ)	1276	1087	1152	1152	1189	1610
Сальдо перетоков электрической энергии	-659	-383	-376	-356	-219	-634

10.2. Структура перспективного баланса мощности по территории энергосистемы Астраханской области на 2022 – 2027 годы (МВт)

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребность (собственный максимум)	743	760	762	790	792	794
Покрытие (установленная мощность)	1369,2	1429,2	1429,2	1429,2	1649,7	1753,2
в том числе:						
ТЭС	744	744	744	744	744	744
ВИЭ	625,2	685,2	685,2	685,2	905,7	1009,2

10.3. Баланс мощности по территории энергосистемы Астраханской области на 2022 – 2027 годы (МВт)

№ п/п	Мощность	Год					
		Прогноз					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Установленная мощность	1369,2	1429,2	1429,2	1429,2	1649,7	1753,2
	АЭС						
	ГЭС						
	ТЭС	744	744	744	744	744	744
	СЭС	285	345	345	345	345	345
	ВЭС	340,2	340,2	340,2	340,2	560,7	664,2
2	Ограничения мощности (+) / технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	637,2	697,2	697,2	697,2	917,7	1021,2
	АЭС						

№ п/п	Мощность	Год					
		Прогноз					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
	ГЭС						
	ТЭС	12	12	12	12	12	12
	СЭС	285	345	345	345	345	345
	ВЭС	340,2	340,2	340,2	340,2	560,7	664,2
3	Располагаемая мощность (1-2)	732	732	732	732	732	732
	АЭС						
	ГЭС						
	ТЭС	732	732	732	732	732	732
	СЭС	0	0	0	0	0	0
	ВЭС	0	0	0	0	0	0
4	Максимум потребления	743	760	762	790	792	794
5	% по отношению к предыдущему году	2,9	2,3	0,3	3,7	0,3	0,3
6	Дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	-11	-28	-30	-58	-60	-62

11. Перечень реализуемых и перспективных проектов развития электроэнергетической системы Астраханской области напряжением 220 кВ и выше на период до 2027 года

11.1. Планируемые вводы крупных потребителей

№ п/п	Объект/ собственник	Максимальная мощность, МВт	Год ввода	Источник информации	Точки присоединения
1.	ПС 220 кВ Лотос/ ООО «Астраханская Энергетическая Компания – Холдинг»	80	2025	Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы. Утвержденные технические условия (далее – ТУ) на технологическое присоединение (далее – ТП) энергопринимающих устройств ООО «Астраханская Энергетическая Компания – Холдинг» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 09.09.2016 с изменениями от 19.10.2017 и от 01.03.2018 (договор ТП от 22.11.2017 № 22-2017-46/ТП-М1)	Опоры ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань в местах контактного соединения заходов на ПС 220 кВ Лотос с ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань с образованием ЛЭП 220 кВ Астрахань – Лотос и ЛЭП 220 кВ Нефтепровод – Лотос

11.2. Предложения по развитию электрической сети 220 кВ и выше до 2027 года

№ п/п	Наименование объекта и мероприятия/ собственник	Характеристики (класс напряжения/ мощность/ протяженность, кВ/МВА/км)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения
1.	Реконструкция ПС 220 кВ Владимирова с заменой двух автотрансформаторов 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформаторы 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый (2х125 МВА), замена двух трансформаторов 110/6/6 кВ 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ 25 МВА каждый (2х25 МВА) и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар (1хБСК-27,3 Мвар)/ ПАО «ФСК ЕЭС»	220 кВ/ 2х125 МВА, 1,3 км, 110 кВ/ 2х25 МВА, 27,3 Мвар	2024	Реновация основных фондов ПАО «ФСК ЕЭС»	Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы. Мероприятие включено в утвержденные изменения в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 – 2024 годы (приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 28.12.2021 №35@)
2.	Строительство ПС 220 кВ Лотос с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый (2х80 МВА)/ ООО «Астраханская Энергетическая Компания – Холдинг»	220 кВ/ 2х80 МВА	2025	Обеспечение ТП энергопринимающих устройств ООО «Астраханская Энергетическая Компания – Холдинг»	Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Астраханская Энергетическая Компания – Холдинг» к электрическим сетям

№ п/п	Наименование объекта и мероприятия/ собственник	Характеристики (класс напряжения/ мощность/ протяженность, кВ/МВА/км)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения
3.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань на ПС 220 кВ Лотос ориентировочной протяженностью 1 км (2х0,5 км)/ ООО «Астраханская Энергетическая Компания – Холдинг»	220 кВ/ 2х0,5 км	2025		ПАО «ФСК ЕЭС» от 09.09.2016 с изменениями от 19.10.2017 и от 01.03.2018 (договор ТП от 22.11.2017 № 22-2017-46/ТП-М1)

12. Перечень реализуемых и перспективных проектов развития электроэнергетической системы Астраханской области напряжением 110 кВ и ниже на период до 2027 года

12.1. Планируемые вводы крупных потребителей (более 5 МВт)

№ п/п	Объект/ собственник	Максимальная мощность, МВт	Год ввода	Источник информации	Точки присоединения
1.	Аэродром «Приволжский»/ Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиал федерального казенного предприятия «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны Российской Федерации»	14,278 – 2 этап	2022	Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств филиала Регионального управления заказчика капитального строительства Южного военного округа - филиала федерального казенного предприятия «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны Российской Федерации» к электрическим сетям АО «Оборонэнерго» от 01.07.2014 с изменениями от 07.10.2016, 25.12.2018, 19.08.2019 и с договором ТП от 01.07.2014 №1416187380752090942000	РУ-10 кВ ПС 110 кВ Аэродромная

№ п/п	Объект/ собственник	Максимальная мощность, МВт	Год ввода	Источник информации	Точки присоединения
				000/18-2014	
2.	Энергопринимающие устройства распределительного пункта РП-10 кВ (РП-2)/ Акционерное общество «Особая экономическая зона «Лотос»»	10	2022	Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств акционерного общества «Особая экономическая зона «Лотос» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг» от 18.11.2021	Две кабельные муфты на строящихся ЛЭП 10 кВ от ячейки №3 и на 1С-10 кВ и ячейки №26 на 4С-10 кВ ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ Заводская
3.	Энергопринимающие устройства распределительного пункта РП-10 кВ/ Акционерное общество «Особая экономическая зона «Лотос»»	5,5	2023	Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств акционерного общества «Особая экономическая зона «Лотос» к электрическим сетям ПАО «Россети Юг» от 07.12.2021 по договору ТП от 07.12.2021 №30-1-21-00580093	Две кабельные муфты на строящихся ЛЭП 10 кВ от двух строящихся линейных ячеек на 1С-10 кВ и 2С-10 кВ КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Оля

12.2. Предложения по развитию электрической сети напряжением 35-110 кВ на период до 2027 года

Наименование объекта и мероприятия/ собственник	Характеристика объекта (МВА, км)	Год ввода	Обоснование выполнения мероприятий
Реконструкция ВЛ 110 кВ Капустин Яр – Пологое Займище с отпайкой на ПС Горбаневка-2 (ВЛ 110 кВ 701) без увеличения пропускной способности/ филиал ПАО «Россети Юг» - «Астраханьэнерго»	29,67 км	2023**	Неудовлетворительное техническое состояние воздушных линий (далее – ВЛ). Мероприятие включено в инвестиционную программу ПАО «Россети Юг», утвержденную приказом Минэнерго России от 15.11.2018 № 11@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 30@ (далее – ИП ПАО «Россети Юг»)
Реконструкция ВЛ 110 кВ Пологое Займище – Покровка (ВЛ 110 кВ 702) без	19,03 км	2027	Неудовлетворительное техническое состояние ВЛ.

Наименование объекта и мероприятия/ собственник	Характеристика объекта (МВА, км)	Год ввода	Обоснование выполнения мероприятий
увеличения пропускной способности/ филиал ПАО «Россети Юг» - «Астраханьэнерго»			Мероприятие включено ИП ПАО «Россети Юг» в части разработки проектно-сметной документации для определения объемов финансовых потребностей и дальнейшего включения в инвестиционную программу ПАО «Россети Юг»
Реконструкция ПС 35 кВ Началово с заменой трансформаторов*/ филиал ПАО «Россети Юг» - «Астраханьэнерго»	2х16 МВА	2024**	<p>На подстанции установлены трансформаторы 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА и 7,5 МВА. Максимальная нагрузка трансформаторов по результатам контрольных замеров за отчетный пятилетний период (16.12.2020) составила 11,6 МВА. Ввиду отсутствия возможности резервирования потребителей по сети низшего напряжения от других источников питания, а также с учетом присоединения новых потребителей в соответствии с заключенными договорами (2,56 МВт с учетом коэффициентов реализации (приложение №2 к Программе) отключение одного из трансформаторов может привести к перегрузке оставшегося в работе трансформатора (с учётом коэффициента допустимой перегрузки 1,05) и необходимости ограничения электроснабжения потребителей.</p> <p>Необходима замена трансформаторов 6,3 МВА и 7,5 МВА на трансформаторы 2х16 МВА.</p> <p>Мероприятие включено в ИП ПАО «Россети Юг» в части разработки проектно-сметной документации для определения объемов финансовых потребностей и дальнейшего включения в инвестиционную программу ПАО «Россети Юг»</p>
Реконструкция ПС 35 кВ Октябрьская с заменой трансформаторов*/ филиал ПАО «Россети Юг» - «Астраханьэнерго»	2х10 МВА	2026**	На подстанции установлены трансформаторы 35/6 кВ мощностью 2х6,3 МВА. Максимальная нагрузка трансформаторов по результатам контрольных замеров за отчетный пятилетний период (16.12.2020) составила 9,7 МВА. Ввиду отсутствия

Наименование объекта и мероприятия/ собственник	Характеристика объекта (МВА, км)	Год ввода	Обоснование выполнения мероприятий
			<p>возможности резервирования потребителей по сети низшего напряжения от других источников питания, а также с учетом присоединения новых потребителей в соответствии с заключенными договорами (0,396 МВт с учетом коэффициентов реализации (приложение №2 к Программе) отключение одного из трансформаторов может привести к перегрузке оставшегося в работе трансформатора (с учётом коэффициента допустимой перегрузки 1,05) и необходимости ограничения электроснабжения потребителей.</p> <p>Необходима замена трансформаторов 2х6,3 МВА на трансформаторы 2х10 МВА</p>
Реконструкция ПС 35 кВ Трусовская с заменой трансформаторов*/ филиал ПАО «Россети Юг» - «Астраханьэнерго»	2х25 МВА	2023**	<p>На подстанции установлены трансформаторы 35/6 кВ мощностью 1х12,5 МВА и 1х20 МВА. Максимальная загрузка трансформаторов по результатам контрольных замеров за отчетный пятилетний период (16.06.2021) составила 15 МВА. Ввиду отсутствия возможности резервирования потребителей по сети низшего напряжения от других источников питания, а также с учетом присоединения новых потребителей в соответствии с заключенными договорами (0,936 МВт с учетом коэффициентов реализации (приложение №2 к Программе) отключение трансформатора мощностью 20 МВА может привести к перегрузке оставшегося в работе трансформатора мощностью 12,5 МВА (с учётом коэффициента допустимой перегрузки 1,05) и необходимости ограничения электроснабжения потребителей.</p> <p>Трансформатор Т-2 мощностью 20 МВА имеет неудовлетворительное техническое состояние (акт технического освидетельствования ОРУ-35 кВ ПС 35/6 кВ Трусовская от 21.01.2022)</p>

Наименование объекта и мероприятия/ собственник	Характеристика объекта (МВА, км)	Год ввода	Обоснование выполнения мероприятий
			Необходима замена трансформаторов мощностью 12,5 МВА и 20 МВА на трансформаторы 2х25 МВА. Мероприятие включено в утвержденную ИП ПАО «Россети Юг»
Реконструкция ПС 35 кВ Кировская с заменой трансформаторов*/ филиал ПАО «Россети Юг» - «Астраханьэнерго»	2х16 МВА	2026**	На подстанции установлены трансформаторы 35/6 кВ мощностью 2х10 МВА. Максимальная загрузка трансформаторов по результатам контрольных замеров за отчетный пятилетний период (19.12.2018) составила 10,2 МВА. Ввиду отсутствия возможности резервирования потребителей по сети низшего напряжения от других источников питания, а также с учетом присоединения новых потребителей в соответствии с заключенными договорами (0,599 МВт с учетом коэффициентов реализации (приложение №2 к Программе) отключение одного из трансформаторов может привести к перегрузке оставшегося в работе трансформатора (с учётом коэффициента допустимой перегрузки 1,05) и необходимости ограничения электроснабжения потребителей. Необходима замена трансформаторов 2х10 МВА на трансформаторы 2х16 МВА

* В рамках данных мероприятий предполагается развитие сетей в части цифровизации (соответствует концепции цифровизации сетей на 2018 – 2030 годы, разработанной ПАО «Россети»). Необходима дополнительная проработка в составе проектной работы на основании технико-экономического обоснования.

** Срок реализации мероприятий может быть изменен при утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «Россети Юг»

12.3. Предложения по выдаче мощности планируемых к строительству солнечных и ветровых электрических станций, перечисленных в пункте 9.1 раздела 9 Программы

№ п/п	Наименование объекта	Вводимая мощность, МВт	Схема выдачи (ЛЭП, ПС)	Обоснование
1.	ВЭС 220,5 МВт (коды ГТП:	220,5	Информация о схеме выдачи	Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028

№ п/п	Наименование объ- екта	Вводимая мощность, МВт	Схема выдачи (ЛЭП, ПС)	Обоснование
	GVIE2698, GVIE2699, GVIE2695, GVIE2700, GVIE2701, GVIE2696, GVIE2702) (ООО «Ветропарк и ФРВ»)		отсутствует	годы
2.	ВЭС 103,5 МВт (коды ГТП: GVIE2713, GVIE2714, GVIE2715, GVIE2716) (ООО «Ветропар- ки ФРВ»)	103,5	Информация о схеме выдачи отсутствует	Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы
3.	Богдинская СЭС (код ГТП GVIE1872) (ООО «Юнигрин Пауэр»)	60	Отпайкой от ВЛ 110 кВ Вла- димировка – Верхний Бас- кунчак с отпай- кой на ПС Ко- чевая (ВЛ 110 кВ 740)	Проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы

12.4. Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 35-110 кВ на период 2022 – 2027 годов

	2022 г.			2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2022 — 2027 гг.		
	МВАр	км	МВА	МВАр	км	МВ А	МВАр	км	МВА	МВАр	км	МВА	МВАр	км	МВА	МВАр	км	МВА	МВАр	км	МВА
110 кВ					29,67		27,3		50								19,03		27,3	48,7	50
35 кВ						50			32						52						134

Схема энергосистемы Астраханской области (нормальный режим) по состоянию на 01.01.2022 приведена в приложении № 5 к Программе

Схема энергосистемы Астраханской области (нормальный режим) с учетом перспективного развития до 2027 года приведена в приложении № 6 к Программе.

Карта-схема развития электрических сетей 110 кВ и выше Астраханской области на 2022 год приведена в приложении № 7 к Программе.

Карта-схема развития электрических сетей 110 кВ и выше Астраханской области на 2027 год приведена в приложении № 8 к Программе.

13. Расчёты электроэнергетических режимов

В ходе разработки Программы выполнены расчеты перспективных электрических режимов на период 2023 – 2027 годов в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утверждёнными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630, и Национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования», утвержденным приказом Росстандарта от 19.11.2019 № 1196-ст.

Схемы потокораспределения электрической сети на 2023, 2027 годы (нормальный режим на летний и зимний максимум и минимум нагрузок, в том числе на температуру наружного воздуха +10 С) приведены в приложении № 3 к Про-

грамме.

Схемы потокораспределения в сети 110 кВ и выше на 2023, 2027 годы (ремонтные и аварийные режимы на летний и зимний максимум и минимум нагрузок, в том числе на температуру наружного воздуха +10 С) приведены в приложении № 4 к Программе.

По результатам расчётов электроэнергетических режимов выхода параметров из области допустимых значений не выявлено.

14. Баланс реактивной мощности

14.1. Баланс реактивной мощности Астраханской энергосистемы на 2023 год

Наименование	Зима максимум		Зима минимум		Лето максимум		Лето минимум
	+10°C	-21°C	+10°C	-21°C	+26°C	+35°C	+26°C
Потребность							
Нагрузка потребителей	161,66	206,97	144,75	186,77	209,05	240,9	157,15
Потери	190,9	211,98	96,95	84,66	77,36	70,94	50,53
Выдача в другие энергосистемы	74,5	71,2	101	120	117,9	129	150
ШР ПС 500 кВ Астрахань	127	127	132	130	129	129	131
Итого потребность	554,06	617,15	474,69	521,43	533,31	569,84	488,68
Генерация							
Генерация станций	265,86	278,51	102,59	152,41	205,27	221,01	100,95
Генерация БСК и ИРМ	0	0	0	0	0	0	0
Генерация ЛЭП	260,5	309,74	361,9	359,32	317,04	334,83	377,03
Получение из других энергосистем	27,7	28,9	10,2	9,7	11	14	10,7
Итого покрытие	554,06	617,15	474,69	521,43	533,31	569,84	488,68

Согласно приведенному балансу реактивной мощности энергосистема Астраханской области в 2023 году является избыточной. Основным источником реактивной мощности является зарядная мощность линий.

Покрытие потребности энергосистемы Астраханской области в реактивной мощности в зимний максимум нагрузки 2023 года обеспечивается:

за счет генераторов электростанций:

- при +10°C – на 48 %;

- при -21°C – на 45 %;

за счет генерации ЛЭП:

- при +10°C – на 47 %;

- при -21°C – на 50 %;

за счет генерации компенсирующих устройств (далее – КУ) – на 0 %;

за счет получения реактивной мощности из других энергосистем:

- при +10°C – на 5 %;

- при -21°C – на 5 %.

Покрытие потребности энергосистемы Астраханской области в реактивной мощности в зимний минимум нагрузки 2023 года обеспечивается:

за счет генераторов электростанций:

- при +10°C – на 22 %;

- при -21°C – на 29 %;

за счет генерации ЛЭП:

- при $+10^{\circ}\text{C}$ – на 76 %;

- при -21°C – на 69 %;

за счет генерации КУ – на 0 %;

за счет получения реактивной мощности из других энергосистем:

- при $+10^{\circ}\text{C}$ – на 2 %;

- при -21°C – на 2 %.

Покрывание потребности энергосистемы Астраханской области в реактивной мощности в летний максимум нагрузки 2023 года обеспечивается:

за счет генераторов электростанций:

- при $+26^{\circ}\text{C}$ – на 39 %;

- при $+35^{\circ}\text{C}$ – на 39 %;

за счет генерации ЛЭП:

- при $+26^{\circ}\text{C}$ – на 59 %;

- при $+35^{\circ}\text{C}$ – на 59 %;

за счет генерации КУ – на 0 %;

за счет получения реактивной мощности из других энергосистем:

- при $+26^{\circ}\text{C}$ – на 2 %;

- при $+35^{\circ}\text{C}$ – на 2 %.

Покрывание потребности энергосистемы Астраханской области в реактивной мощности в летний минимум нагрузки 2023 года (при $+26^{\circ}\text{C}$) обеспечивается:

за счет генераторов электростанций – на 21 %;

за счет генерации ЛЭП – на 77 %;

за счет генерации КУ – на 0 %;

за счет получения реактивной мощности из других энергосистем – на 2 %.

В 2023 году напряжения в энергосистеме Астраханской области в режимах зимних максимальных нагрузок ($+10^{\circ}\text{C}$, -21°C) находятся:

- в узлах сети 110 кВ – в пределах 109-120 кВ;

- в узлах сети 220 кВ – в пределах 216-239 кВ.

В 2023 году напряжения в энергосистеме Астраханской области в режимах зимних минимальных нагрузок ($+10^{\circ}\text{C}$, -21°C) находятся:

- в узлах сети 110 кВ – в пределах 110-122 кВ;

- в узлах сети 220 кВ – в пределах 217-244 кВ.

В 2023 году напряжения в энергосистеме Астраханской области в режимах летних максимальных нагрузок ($+26^{\circ}\text{C}$, $+35^{\circ}\text{C}$) находятся:

- в узлах сети 110 кВ – в пределах 111-121 кВ;

- в узлах сети 220 кВ – в пределах 222-240 кВ;

В 2023 году напряжения в энергосистеме Астраханской области в режимах летних минимальных нагрузок ($+26^{\circ}\text{C}$) находятся:

- в узлах сети 110 кВ – в пределах 113-122 кВ;

- в узлах сети 220 кВ – в пределах 226-244 кВ.

Согласно выполненным расчетам на 2023 год энергосистема Астраханской области во всех режимах является избыточной по реактивной мощно-

сти, уровни напряжения находятся в допустимых пределах. Следовательно, установка дополнительных компенсирующих устройств не требуется.

14.2. Баланс реактивной мощности Астраханской энергосистемы на 2027 год

Наименование	Зима максимум		Зима минимум		Лето максимум		Лето минимум
	+10°C	-21°C	+10°C	-21°C	+26°C	+35°C	+26°C
Потребность							
Нагрузка потребителей	167,21	215,29	151,95	195,54	218,46	251,55	164,6
Потери	214,27	230,22	92,1	83,27	77,45	74,55	49,47
Выдача в другие энергосистемы	80,5	77,7	106,2	122,9	129,1	136,5	146,1
ШР ПС 500 кВ Астрахань	126	126	131	129	128	128	131
Итого потребность	587,98	649,21	481,25	530,71	553,01	590,6	491,17
Генерация							
Генерация станций	286,81	303,29	109,74	163,9	229,46	245,37	107,27
Генерация БСК и ИРМ	0	0	0	0	0	0	0
Генерация ЛЭП	270,77	315,72	362,01	356,01	314,35	334,93	367,2
Получение из других энергосистем	30,4	30,2	9,5	10,8	9,2	10,3	16,7
Итого покрытие	587,98	649,21	481,25	530,71	553,01	590,6	491,17

Согласно приведенному балансу реактивной мощности энергосистема Астраханской области в 2027 году является избыточной. Основным источником реактивной мощности является зарядная мощность линий.

Покрытие потребности энергосистемы Астраханской области в реактивной мощности в зимний максимум нагрузки 2027 года обеспечивается:

за счет генераторов электростанций:

- при +10°C – на 49 %;

- при -21°C – на 47 %;

за счет генерации ЛЭП:

- при +10°C – на 46 %;

- при -21°C – на 48 %;

за счет генерации КУ – на 0 %;

за счет получения реактивной мощности из других энергосистем:

- при +10°C – на 5 %;

- при -21°C – на 5 %.

Покрытие потребности энергосистемы Астраханской области в реактивной мощности в зимний минимум нагрузки 2027 года обеспечивается:

за счет генераторов электростанций:

- при +10°C – на 23 %;

- при -21°C – на 31 %;

за счет генерации ЛЭП:

- при $+10^{\circ}\text{C}$ – на 75 %;

- при -21°C – на 67 %;

за счет генерации КУ – на 0 %;

за счет получения реактивной мощности из других энергосистем:

- при $+10^{\circ}\text{C}$ – на 2 %;

- при -21°C – на 2 %.

Покрывание потребности энергосистемы Астраханской области в реактивной мощности в летний максимум нагрузки 2027 года обеспечивается:

за счет генераторов электростанций:

- при $+26^{\circ}\text{C}$ – на 41 %;

- при $+35^{\circ}\text{C}$ – на 41 %;

за счет генерации ЛЭП:

- при $+26^{\circ}\text{C}$ – на 57 %;

- при $+35^{\circ}\text{C}$ – на 57 %;

за счет генерации – КУ:

- при $+26^{\circ}\text{C}$ – на 4 %;

- при $+35^{\circ}\text{C}$ – на 4 %;

за счет генерации КУ – на 0 %

за счет получения реактивной мощности из других энергосистем:

- при $+26^{\circ}\text{C}$ – на 2 %;

- при $+35^{\circ}\text{C}$ – на 2 %.

Покрывание потребности энергосистемы Астраханской области в реактивной мощности в летний минимум нагрузки 2027 года (при $+26^{\circ}\text{C}$) обеспечивается:

за счет генераторов электростанций – на 22 %;

за счет генерации ЛЭП – на 75 %;

за счет генерации КУ – на 0 %;

за счет получения реактивной мощности из других энергосистем – на 3%.

В 2027 году напряжения в энергосистеме Астраханской области в режимах зимних максимальных нагрузок ($+10^{\circ}\text{C}$, -21°C) находятся:

- в узлах сети 110 кВ – в пределах 109-120 кВ;

- в узлах сети 220 кВ – в пределах 216-238 кВ.

В 2027 году напряжения в энергосистеме Астраханской области в режимах зимних минимальных нагрузок ($+10^{\circ}\text{C}$, -21°C) находятся:

- в узлах сети 110 кВ – в пределах 110-122 кВ;

- в узлах сети 220 кВ – в пределах 219-244 кВ.

В 2027 году напряжения в энергосистеме Астраханской области в режимах летних максимальных нагрузок ($+26^{\circ}\text{C}$, $+35^{\circ}\text{C}$) находятся:

- в узлах сети 110 кВ – в пределах 110-121 кВ;

- в узлах сети 220 кВ – в пределах 222-240 кВ;

В 2027 году напряжения в энергосистеме Астраханской области в режимах летних минимальных ($+26^{\circ}\text{C}$) нагрузок находятся:

- в узлах сети 110 кВ – в пределах 113-122 кВ;

- в узлах сети 220 кВ – в пределах 226-244 кВ.

Согласно выполненным расчетам на 2027 год энергосистема Астраханской области во всех режимах является избыточной по реактивной мощности, уровни напряжения находятся в допустимых пределах. Следовательно, установка дополнительных компенсирующих устройств не требуется.

15. Итоговый перечень мероприятий по развитию электроэнергетической системы Астраханской области на период до 2027 года

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики / наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Наименование мероприятия	Параметры оборудования до реконструкции (класс напряжения/ протяженность/ мощность)	Параметры оборудования после реконструкции или строительства (класс напряжения/ протяженность/ мощность)	Срок реализации (год)	Обоснование необходимости реализации мероприятия
1.	ВЭС 220,5 МВт (коды ГТП: GVIE2698, GVIE2699, GVIE2695, GVIE2700, GVIE2701, GVIE2696, GVIE2702)/ ООО «Ветропарки ФРВ»	Строительство ВЭС 220,5 МВт	-	220,5 МВт	2026	Мероприятие включено в проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы
2.	ВЭС 103,5 МВт (коды ГТП: GVIE2713, GVIE2714, GVIE2715, GVIE2716)/ ООО «Ветропарки ФРВ»	Строительство ВЭС 103,5 МВт	-	103,5 МВт	2027	Мероприятие включено в проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы
3.	Богдинская СЭС (код ГТП GVIE1872)/ ООО «Юнигрин Пауэр»	Строительство Богдинской СЭС	-	110 кВ/ 60 МВт	2023	Мероприятие включено в проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы
4.	ПС 220 кВ Лотос/ ООО «Астраханская Энергетическая Компания –	Строительство ПС 220 кВ Лотос с двумя трансформаторами	-	220 кВ/ 2х80 МВА	2025	Обеспечение ТП энергопринимающих устройств ООО «Астраханская Энерге-

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики / наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Наименование мероприятия	Параметры оборудования до реконструкции (класс напряжения/ протяженность/ мощность)	Параметры оборудования после реконструкции или строительства (класс напряжения/ протяженность/ мощность)	Срок реализации (год)	Обоснование необходимости реализации мероприятия
	Холдинг»	220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый (2x80 МВА)				тическая Компания – Холдинг».
5.	Заходы ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань на ПС 220 кВ Лотос/ ООО «Астраханская Энергетическая Компания – Холдинг»	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань на ПС 220 кВ Лотос ориентировочной протяженностью 1 км (2x0,5 км)	-	220 кВ/ 2x0,5 км	2025	Мероприятие включено в проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы
6.	ПС 220 кВ Владимировка/ ПАО «ФСК ЕЭС»	Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой двух автотрансформаторов 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформаторы 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый (2x125 МВА), замена двух трансформаторов 110/6/6 кВ 25 МВА каж-	220 кВ/ 2x63 МВА 110 кВ/ 2x25 МВА	220 кВ/ 2x125 МВА/1,3 км, 110 кВ/ 2x25 МВА/ 27,3 Мвар	2024	Реновация основных фондов ПАО «ФСК ЕЭС».
						Мероприятие включено в проект СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики / наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Наименование мероприятия	Параметры оборудования до реконструкции (класс напряжения/ протяженность/ мощность)	Параметры оборудования после реконструкции или строительства (класс напряжения/ протяженность/ мощность)	Срок реализации (год)	Обоснование необходимости реализации мероприятия
		дый на два трансформатора 110/35/6 кВ 25 МВА каждый (2х25 МВА) и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар (1хБСК-27,3 Мвар)				
7.	ВЛ 110 кВ Капустин Яр – Пологое Займище с отпайкой на ПС Горбаневка-2 (ВЛ 110 кВ 701)/ филиал ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Капустин Яр – Пологое Займище с отпайкой на ПС Горбаневка-2 (ВЛ 110 кВ 701) без увеличения пропускной способности	110 кВ/ 26,59 км	29,67 км	2023	Реконструкция по техническому состоянию
8.	ВЛ 110 кВ Пологое Займище – Покровка (ВЛ 110 кВ 702)/ филиал ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пологое Займище – Покровка (ВЛ 110 кВ 702) без увеличения пропускной способности	110 кВ/ 18,87 км	19,03 км	2027	Реконструкция по техническому состоянию
9.	ПС 35 кВ Началово/ филиал ПАО «Россети	Реконструкция ПС 35 кВ Началово с заменой	35 кВ/ 1х6,3 МВА;	2х16 МВА	2024	Ликвидация перегрузки оборудования, ограничения элект-

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики / наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Наименование мероприятия	Параметры оборудования до реконструкции (класс напряжения/ протяженность/ мощность)	Параметры оборудования после реконструкции или строительства (класс напряжения/ протяженность/ мощность)	Срок реализации (год)	Обоснование необходимости реализации мероприятия
	Юг» – «Астраханьэнерго»	трансформаторов	1х7,5 МВА			троснабжения потребителей, обеспечение возможности присоединения новых потребителей в соответствии с заключенными договорами
10.	ПС 35 кВ Октябрьская/ филиал ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго»	Реконструкция ПС 35 кВ Октябрьская с заменой трансформаторов	35 кВ/ 2х6,3 МВА	2х10 МВА	2026	Ликвидация перегрузки оборудования, ограничения электроснабжения потребителей, обеспечение возможности присоединения новых потребителей в соответствии с заключенными договорами
11.	ПС 35 кВ Трусовская/ филиал ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго»	Реконструкция ПС 35 кВ Трусовская с заменой трансформаторов	35 кВ/ 1х12,5 МВА; 1х20 МВА	35 кВ/ 2х25 МВА	2023	Ликвидация перегрузки оборудования, ограничения электроснабжения потребителей, обеспечение возможности присоединения новых потребителей в соответствии с заключенными договорами, а также реконструкция по техническому состоянию

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики / наиме- нование организации, ответ- ственной за реализацию ме- роприятия	Наименование мероприя- тия	Параметры оборудования до реконструк- ции (класс напряжения/ протяженность/ мощность)	Параметры оборудо- вания после ре- конструкции или строительства (класс напряже- ния/ протяжен- ность/ мощность)	Срок реали- зации (год)	Обоснование необходимости реализации мероприятия
12.	ПС 35 кВ Кировская/ фи- лиал ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго»	Реконструкция ПС 35 кВ Кировская с заменой трансформаторов	35 кВ/ 2х10 МВА	2х16 МВА	2026	Ликвидация перегрузки обо- рудования, ограничения элек- троснабжения потребителей, обеспечение возможности присоединения новых потре- бителей в соответствии с за- ключенными договорами

Приложение № 1
к Программе

Фактическая и перспективная нагрузка трансформаторов и объем планируемой величины технологического присоединения к подстанциям, указанным в пункте 6.1 раздела 6 Программы

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряже- ния	Суммарная установ- ленная мощность трансформаторов Суст., в том числе с разбивкой по трансформаторам			Фактическая за- грузка подстан- ции по результа- там контроль- ных замеров за отчетный пяти- летний период (2017–2021 гг.)		Мощность по за- ключенным дого- ворам с учётом ко- эффициента реали- зации		Загрузка подстанции с учетом за- ключенных договоров в режиме N-1 (отключение одного из трансформа- торов)
			ΣСуст	T-1	T-2					
		кВ	МВА			МВА	%	МВт	МВА	%
1	2	3	4			5	6	7	8	9
1.	ПС 35 кВ Началово	35/6	13,8	6,3	7,5	11,6	184	2,56	2,753	227,8
2.	ПС 35 кВ Трусовская	35/6	32,5	12,5	20	15	120	0,936	1,01	128,1
3.	ПС 35 кВ Октябрьская	35/6	12,6	6,3	6,3	9,7	154	0,396	0,426	160,73
4.	ПС 35 кВ Кировская	35/6	20	10	10	10,2	102	0,599	0,644	108,45

Приложение № 2
к Программе

Перечень планируемых к присоединению потребителей к подстанциям, указанным в пункте 6.1 раздела 6
Программы

Номер заявки на ТП	Наименование объекта присоединения	Местонахождение энергопринимающих устройств (область, город, поселок и др.)	Запрашиваемая максимальная мощность, кВт	Мощность с учетом коэффициентов реализации, кВт	Номер договора	Дата заключения договора ТП
ПС 35 кВ Началово						
	Всего (объекты присоединения мощностью менее 670 кВт)		12797,78	2560		
ПС 35 кВ Октябрьская						
	Всего (объекты присоединения мощностью менее 670 кВт)		1978	396		
ПС 35 кВ Трусовская						
	Всего (объекты присоединения мощностью менее 670 кВт)		4682	936		
	ПС 35 кВ Кировская					
	Всего (объекты присоединения мощностью менее 670 кВт)		2993	599		

Приложение №3 к Программе

Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Нормальная схема. Генерация 1054 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Потребление 609 МВт. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

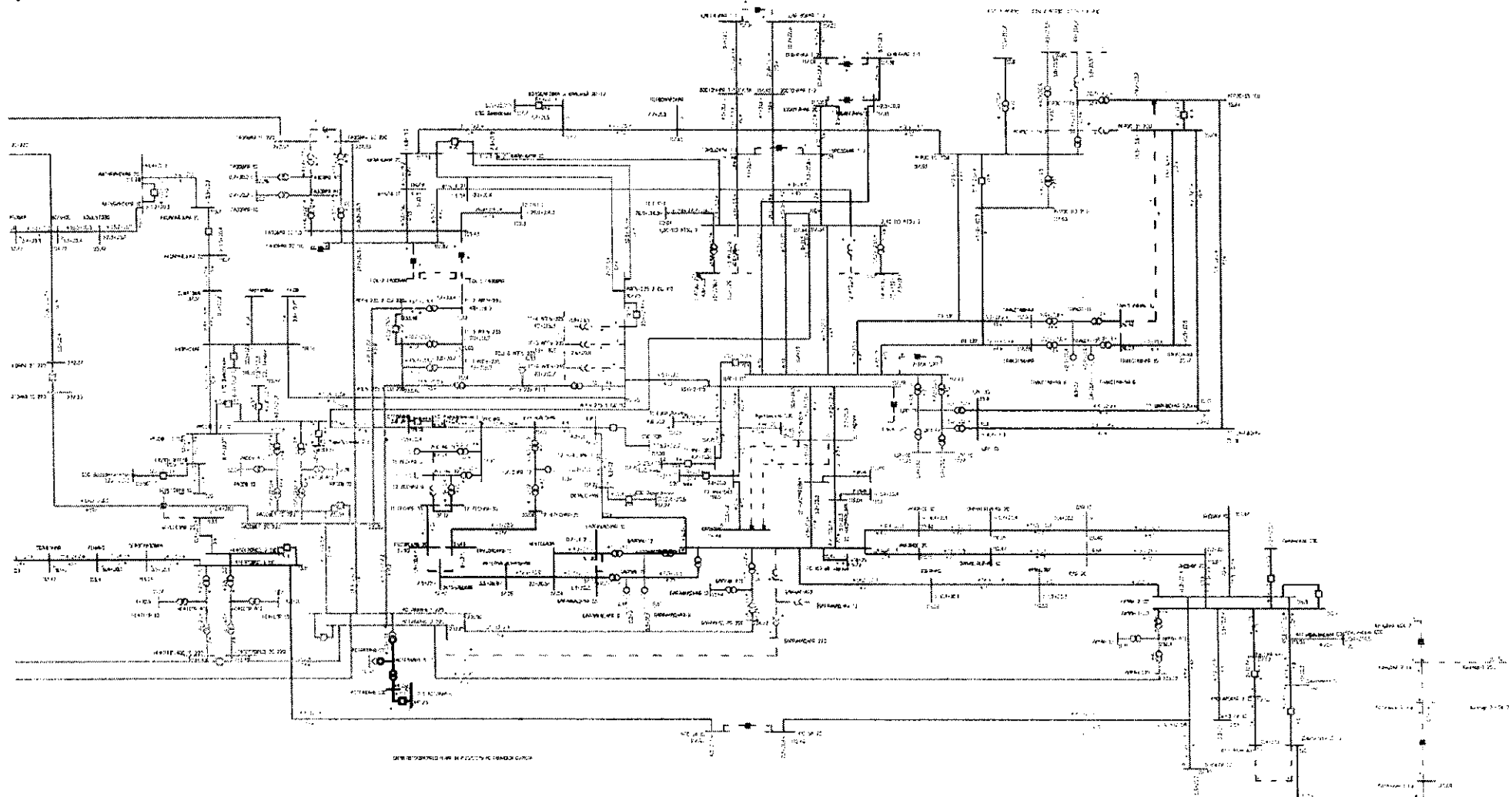


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Нормальная схема. Генерация 1054 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Потребление 609 МВт. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

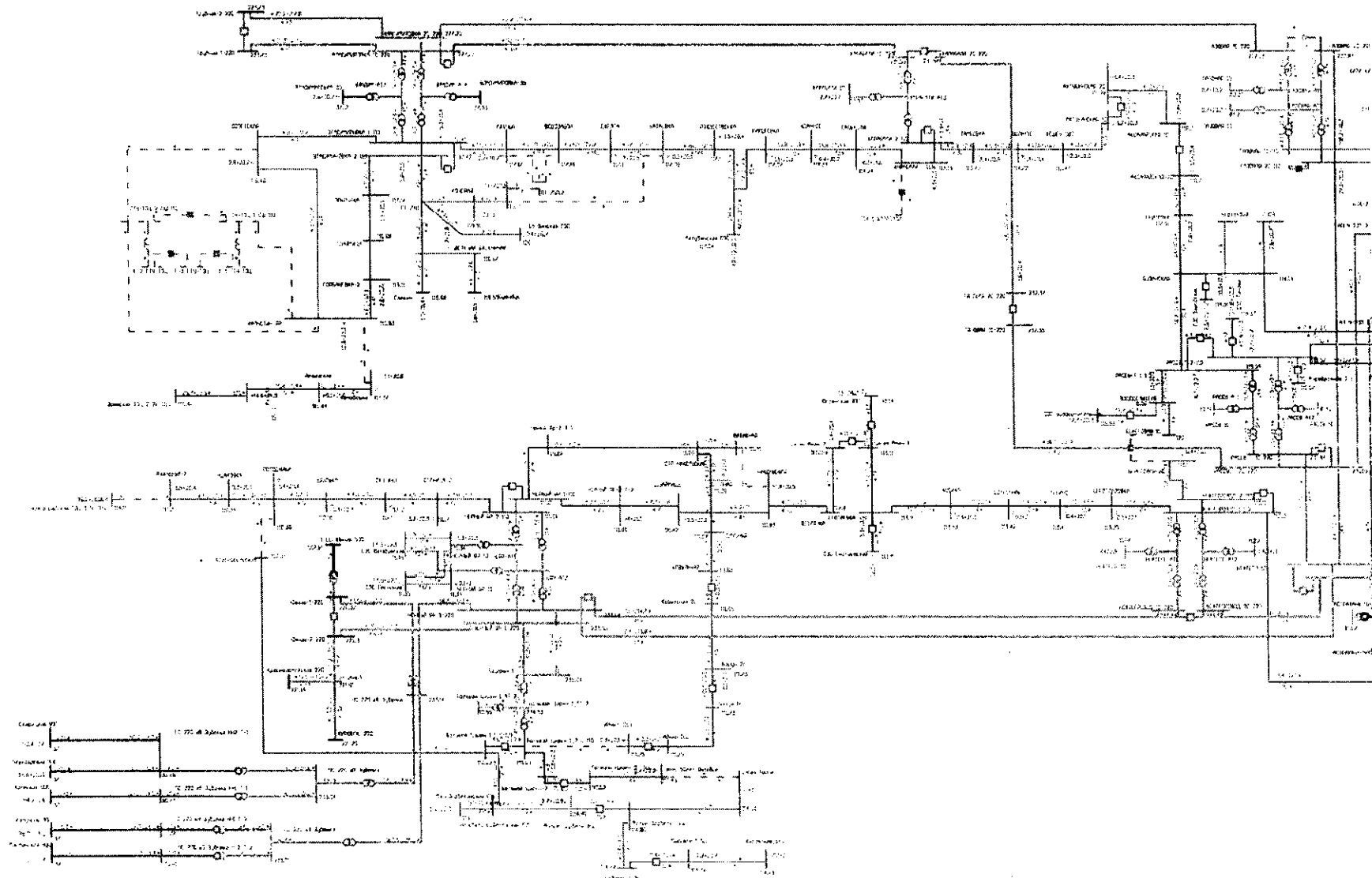


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 482 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Нормальная схема. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

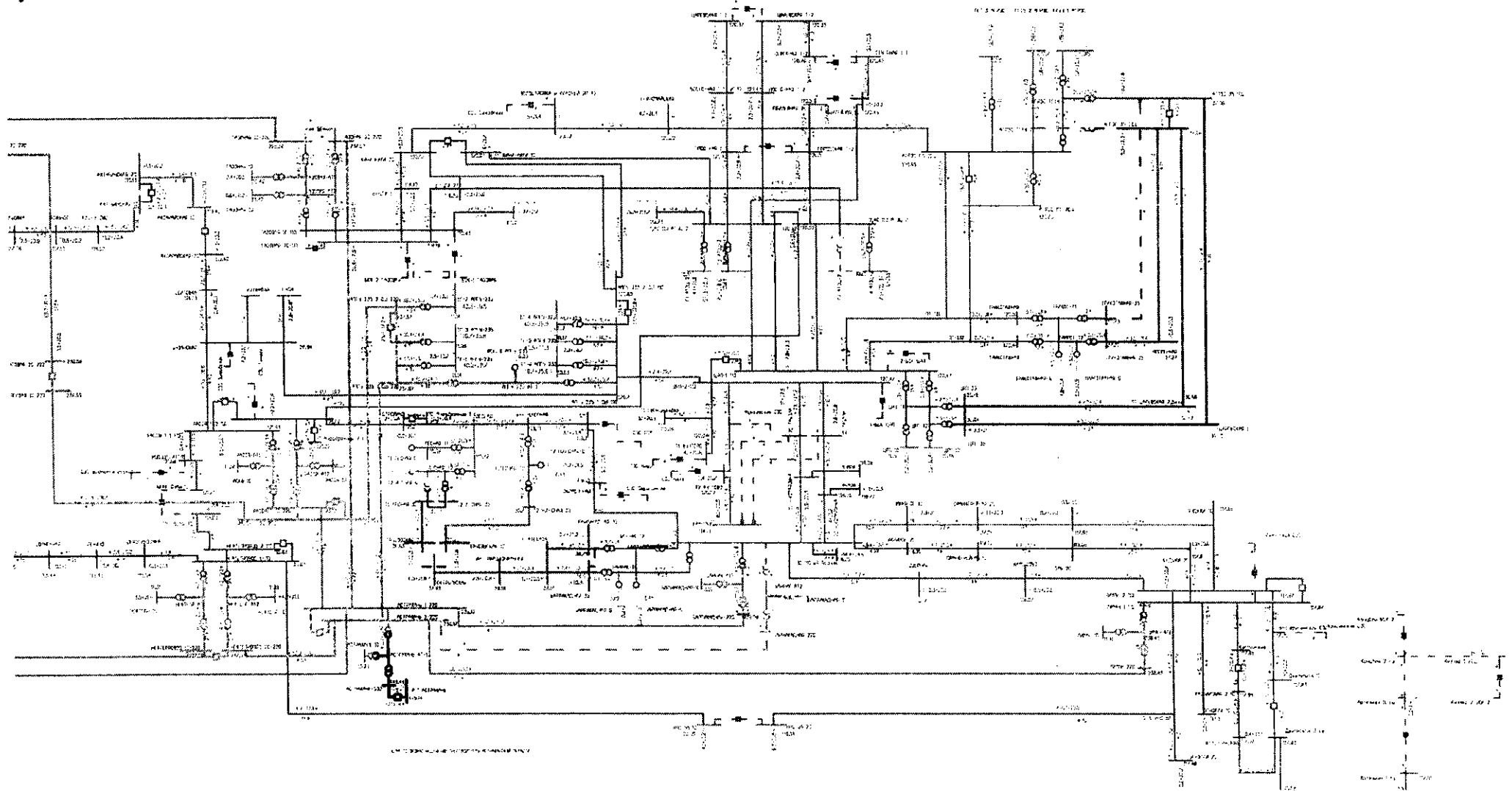


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 482 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Нормальная схема. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

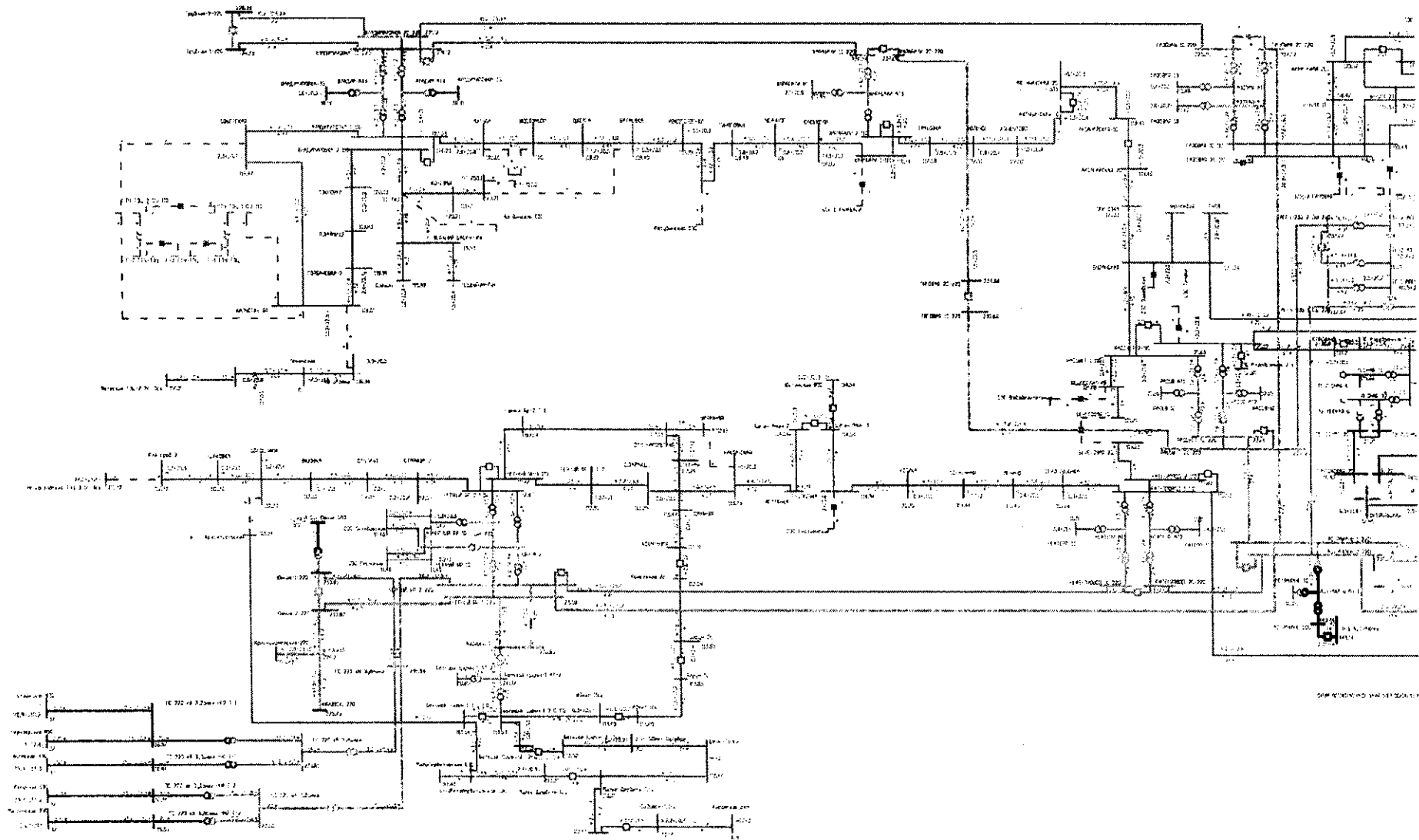


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Нормальная схема. Потребление 796 МВт. Генерация 1221 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

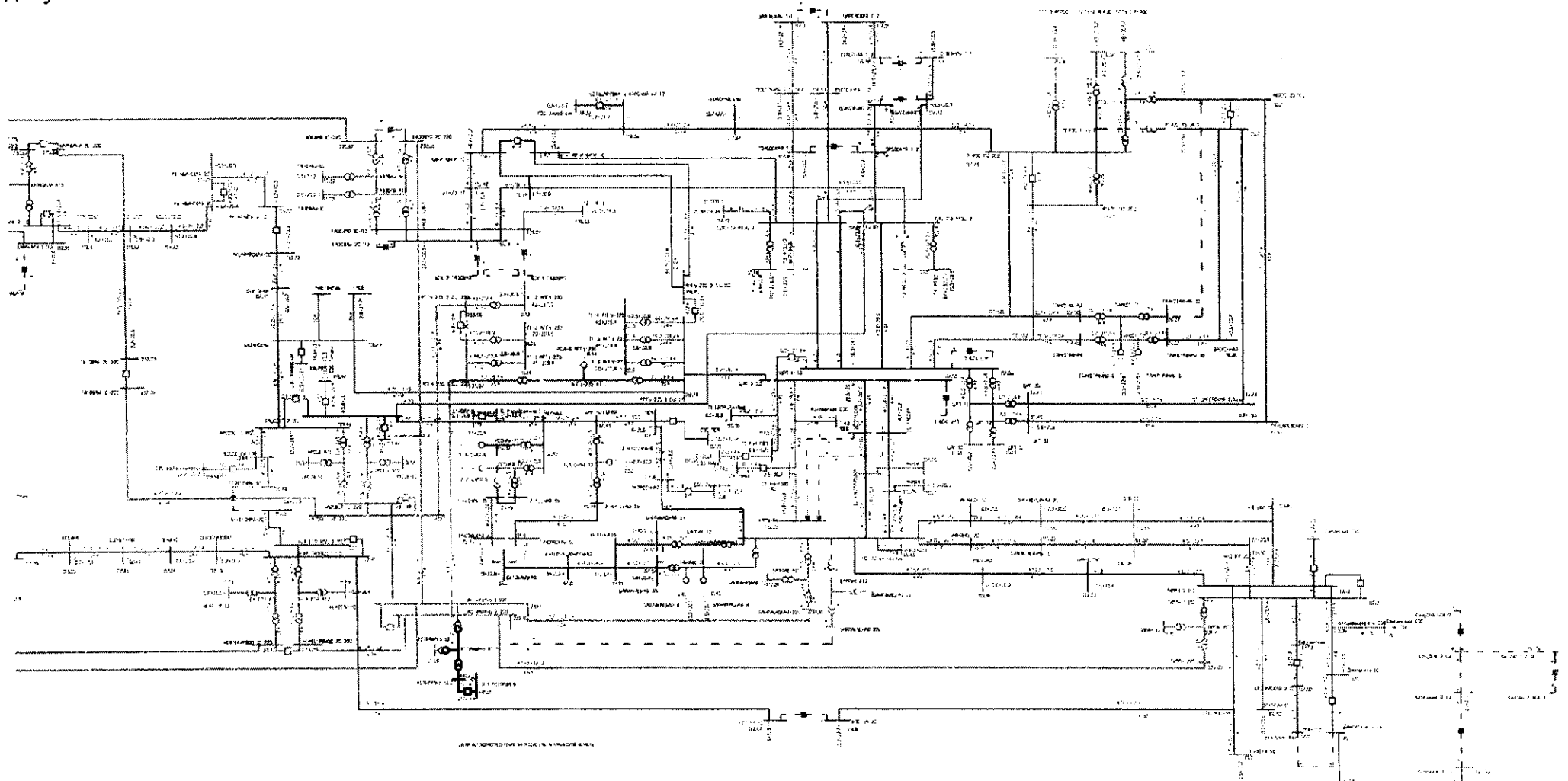


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Нормальная схема. Потребление 796 МВт. Генерация 1221 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

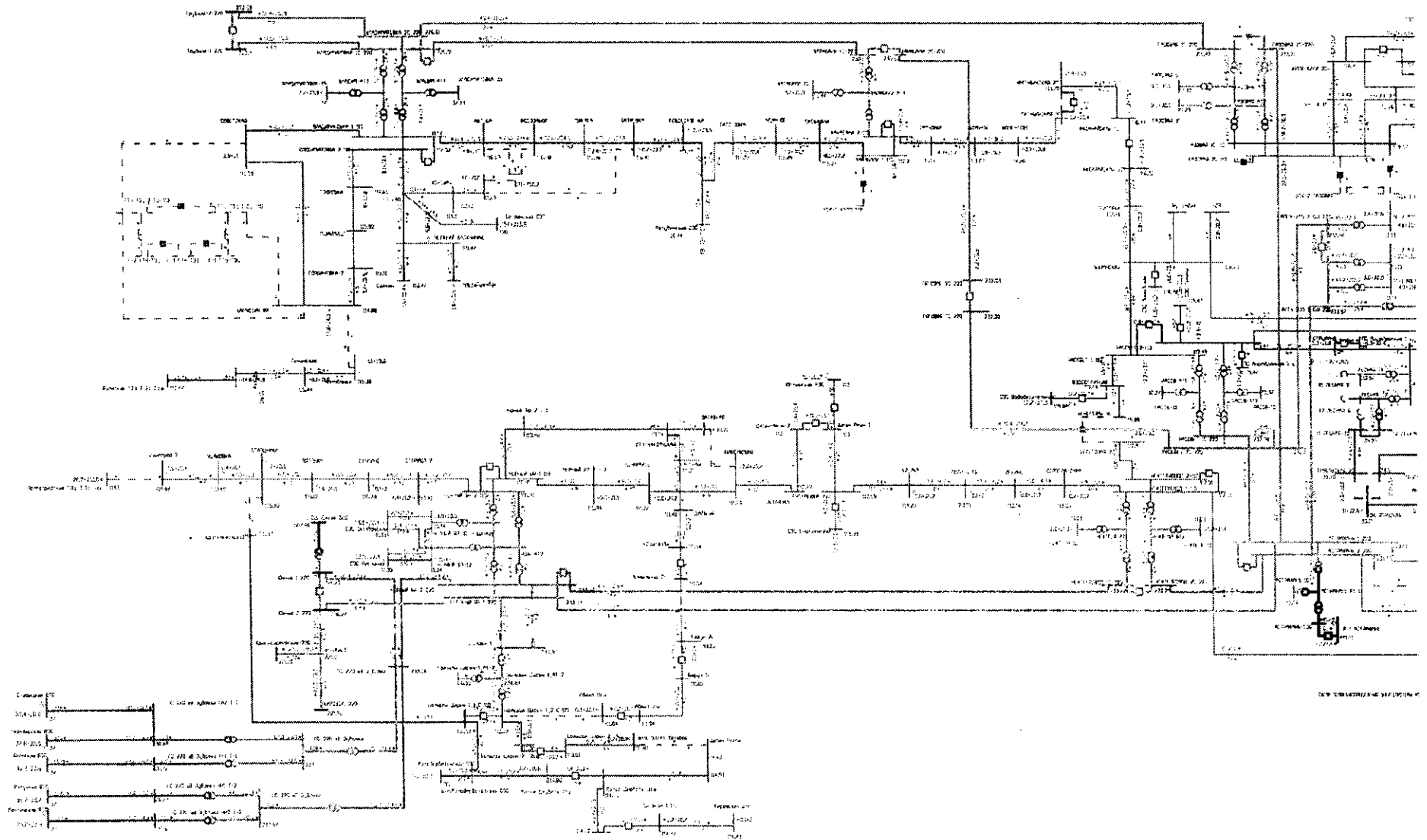


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Потребление 630 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Нормальная схема. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

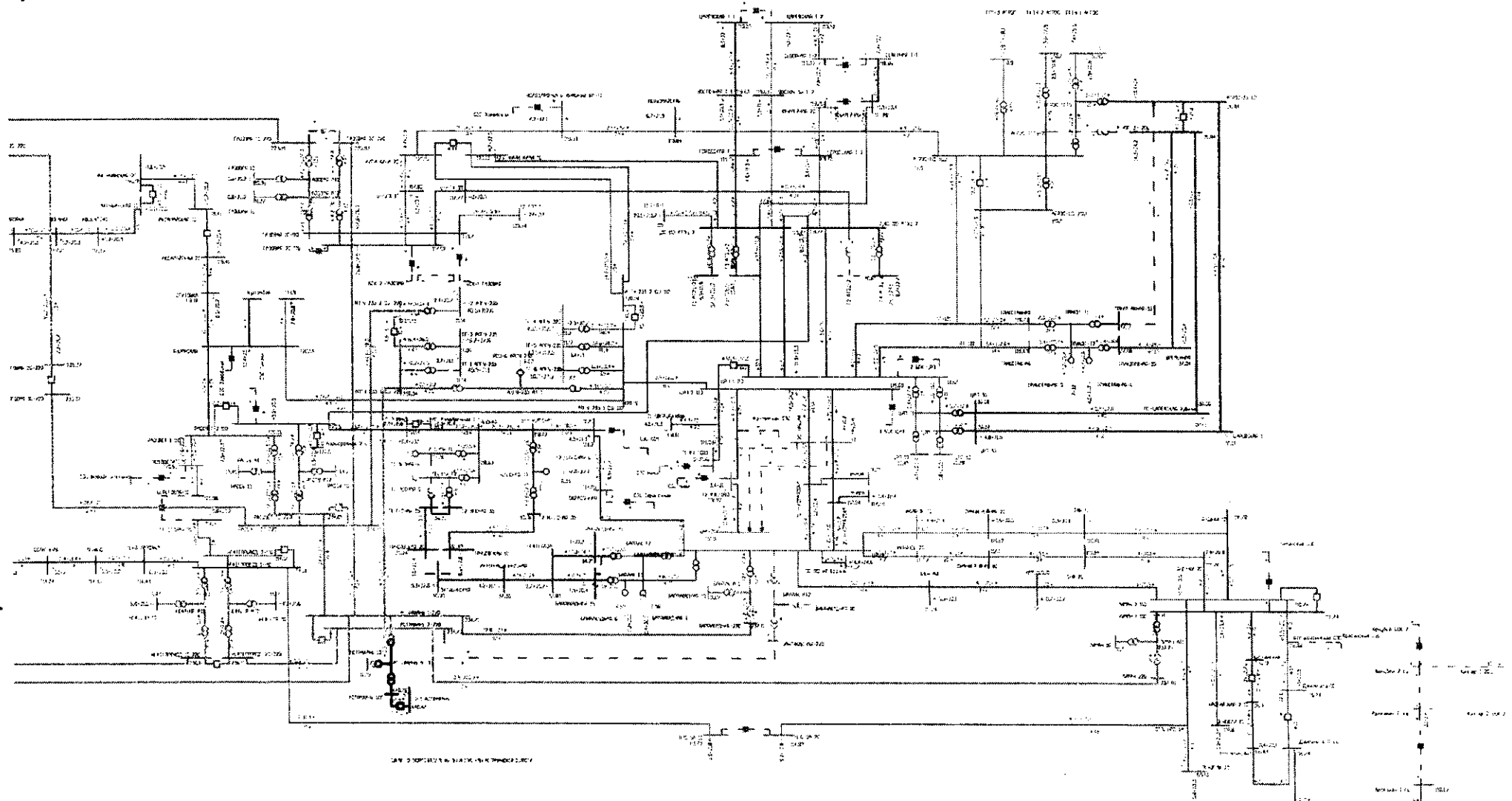


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Потребление 630 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Нормальная схема. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

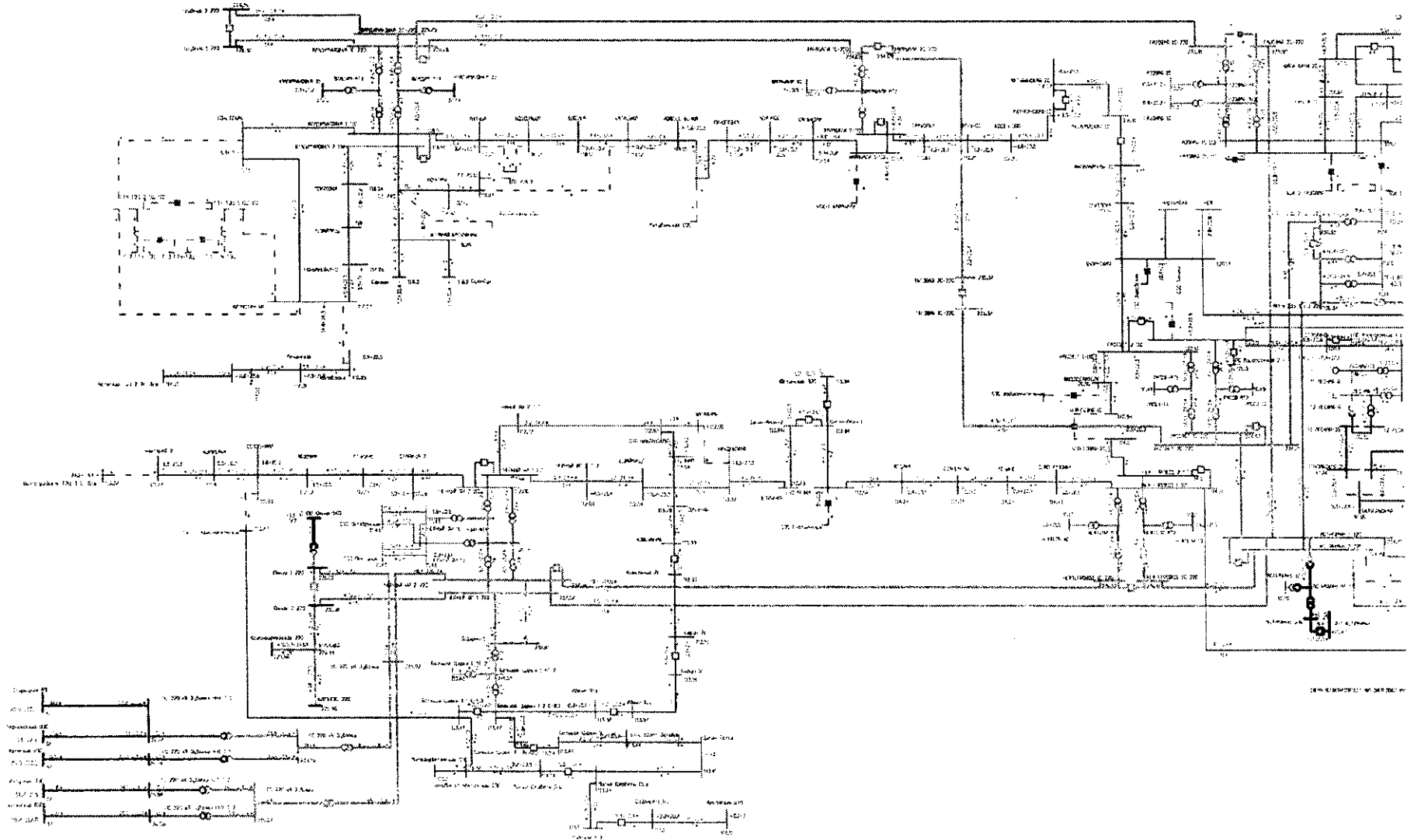


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+35 С). Потребление 647 МВт. Генерация 723,7 МВт. Нормальная схема. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

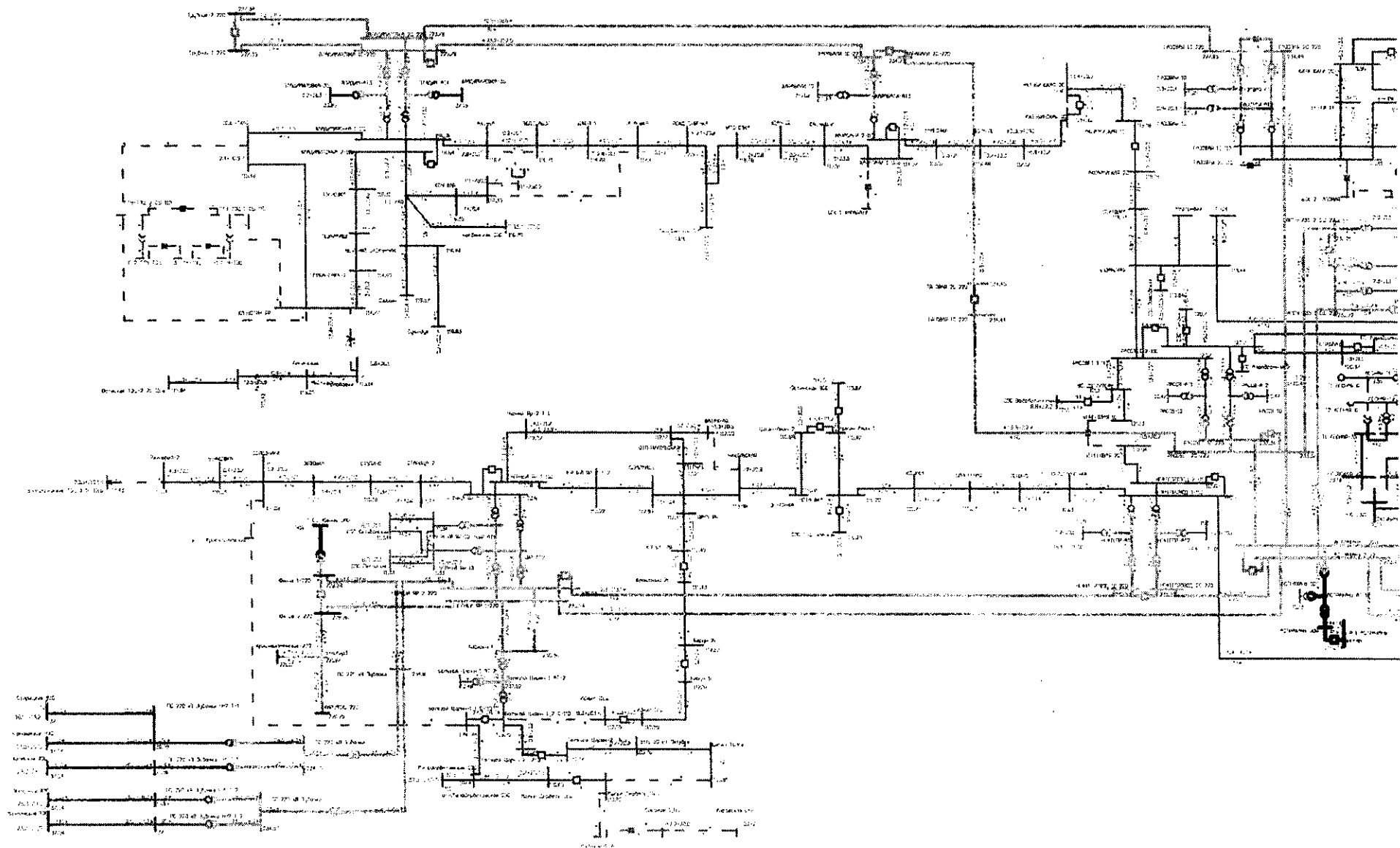


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+35 С). Потребление 647 МВт. Генерация 723,7 МВт. Нормальная схема. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

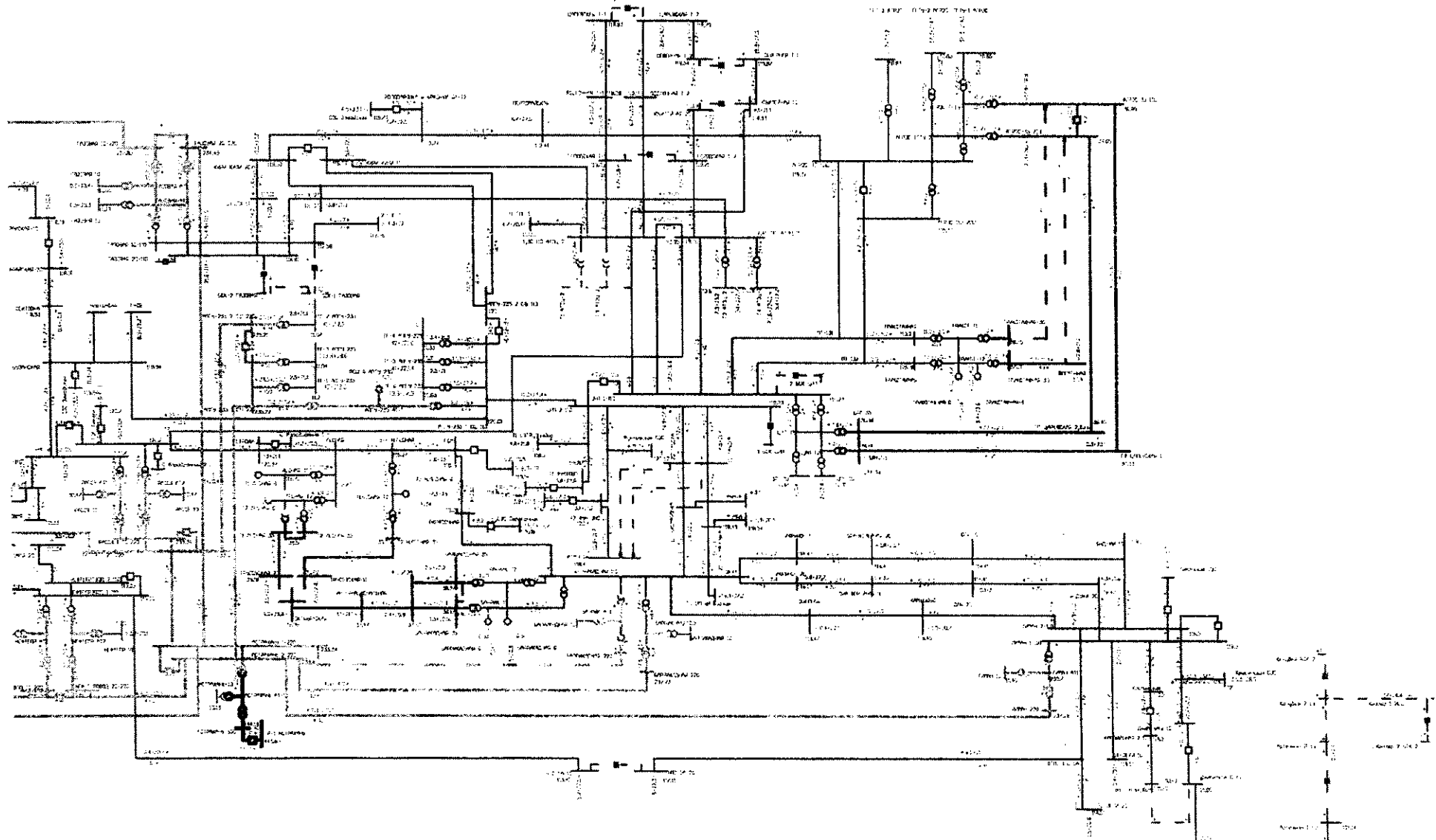


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 559 МВт. Генерация 700 МВт. Нормальная схема. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

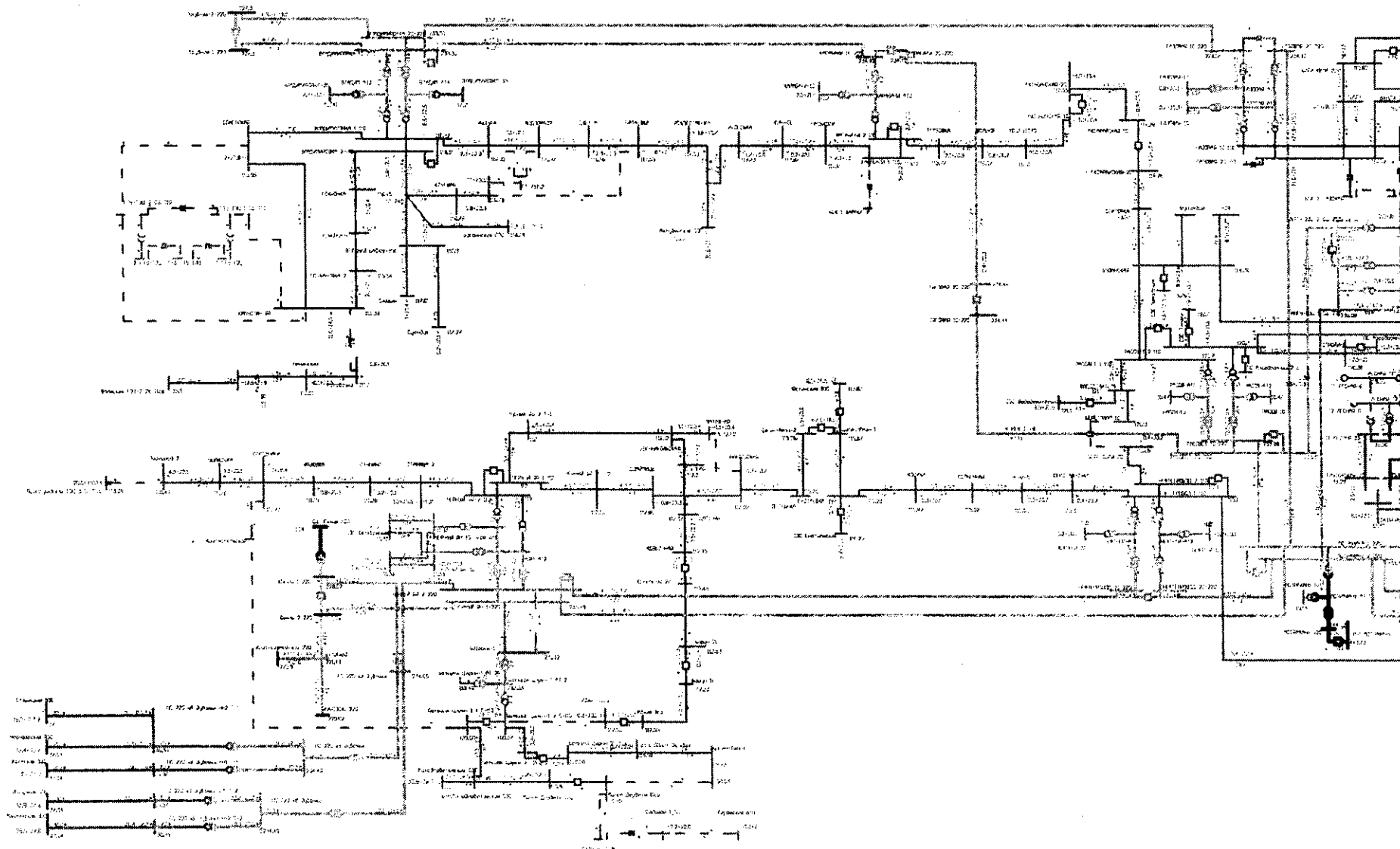


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 559 МВт. Генерация 741 МВт. Нормальная схема. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

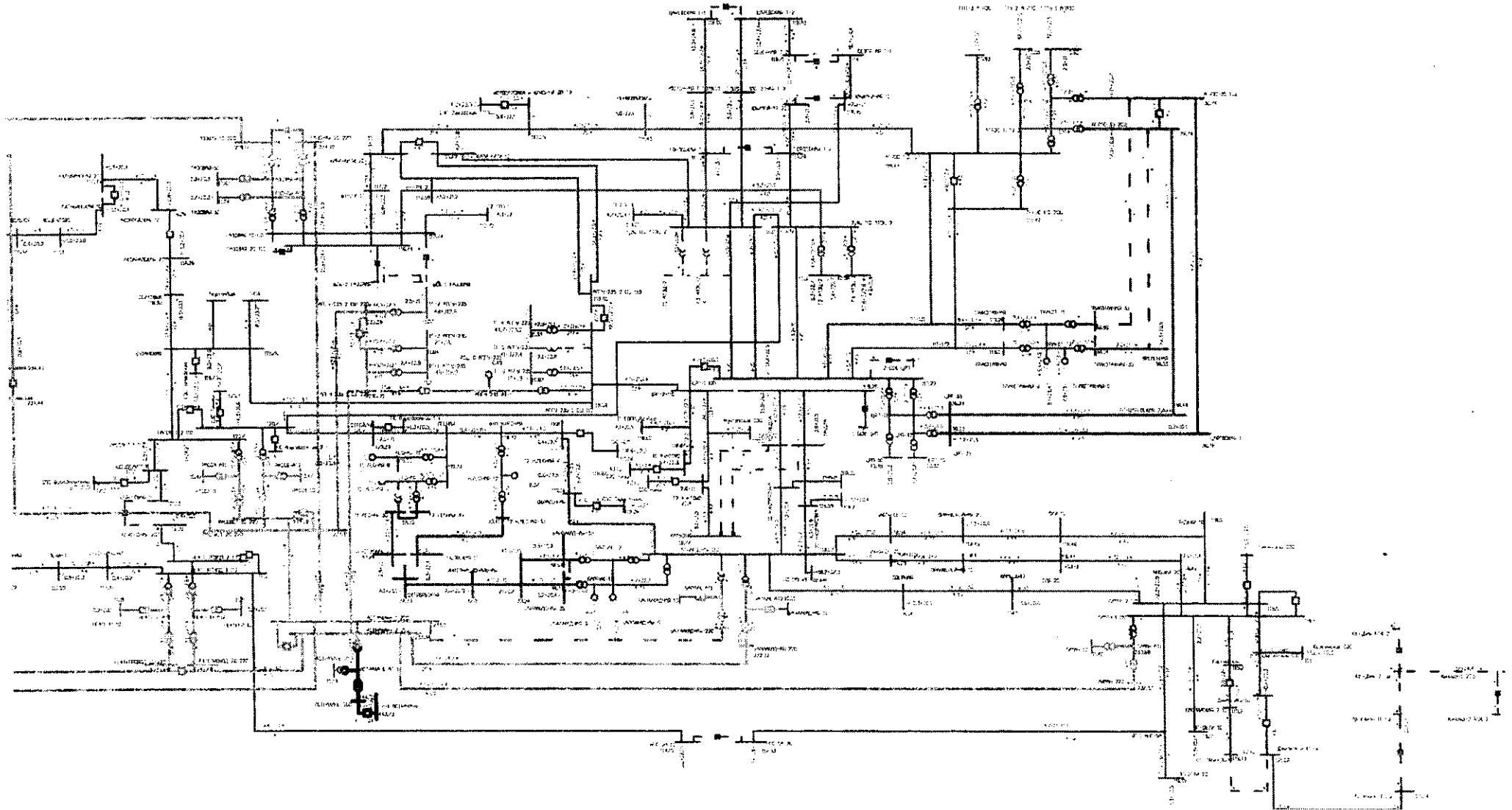


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 365 МВт. Генерация 436 МВт. Нормальная схема. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

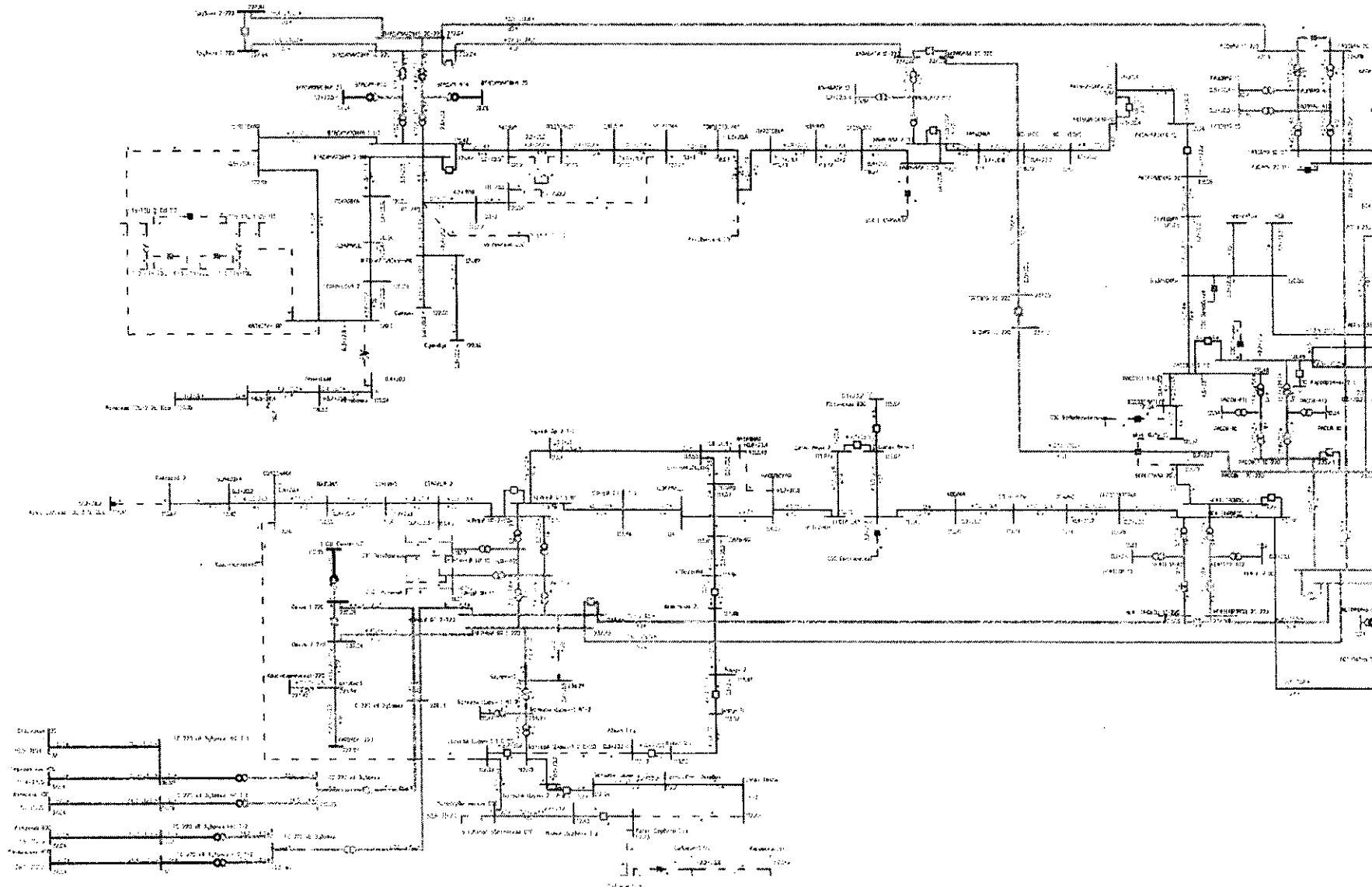


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 365 МВт. Генерация 436 МВт. Нормальная схема. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

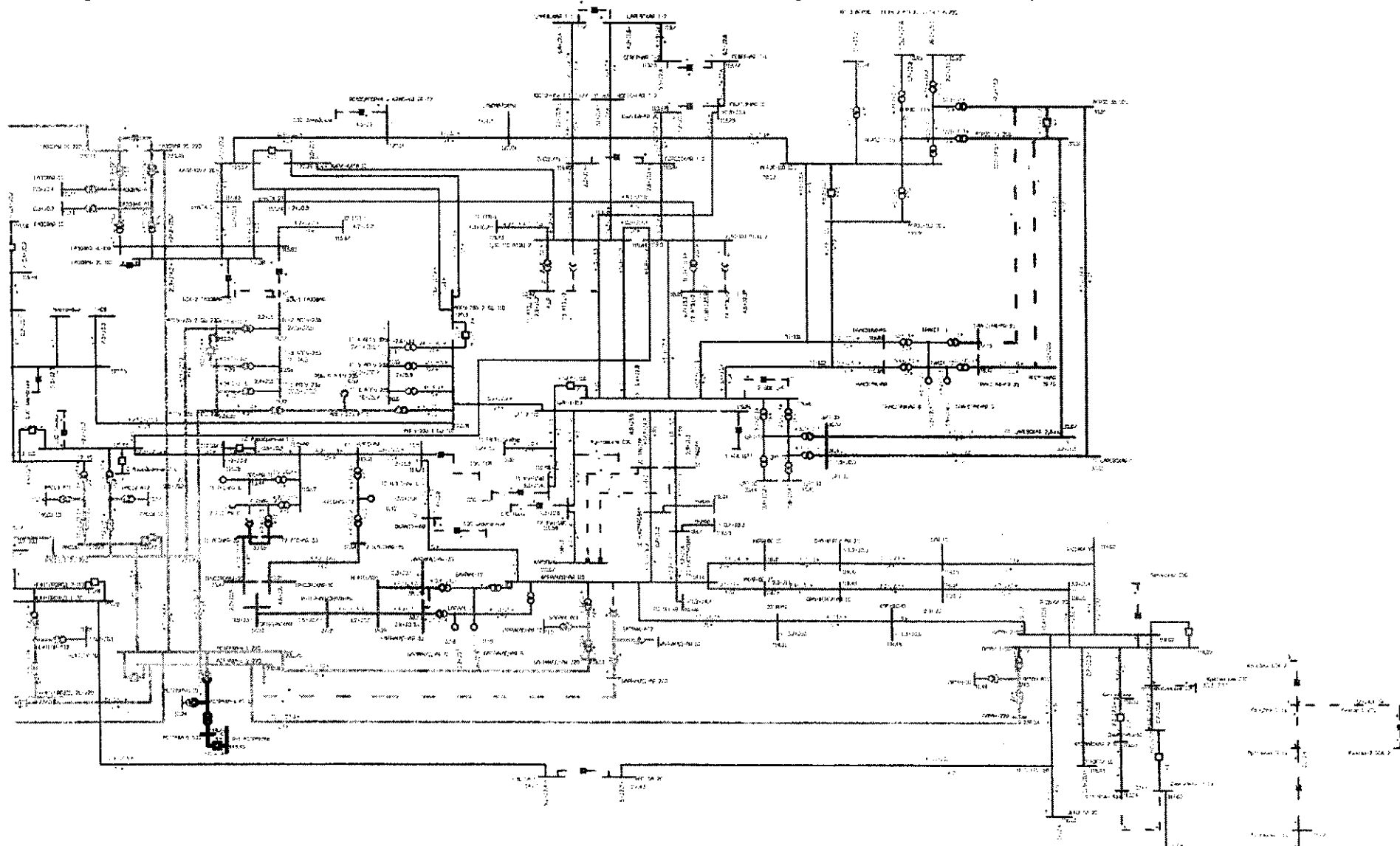


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (-21 С). Нормальная схема. Потребление 831 МВт. Генерация 1275 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

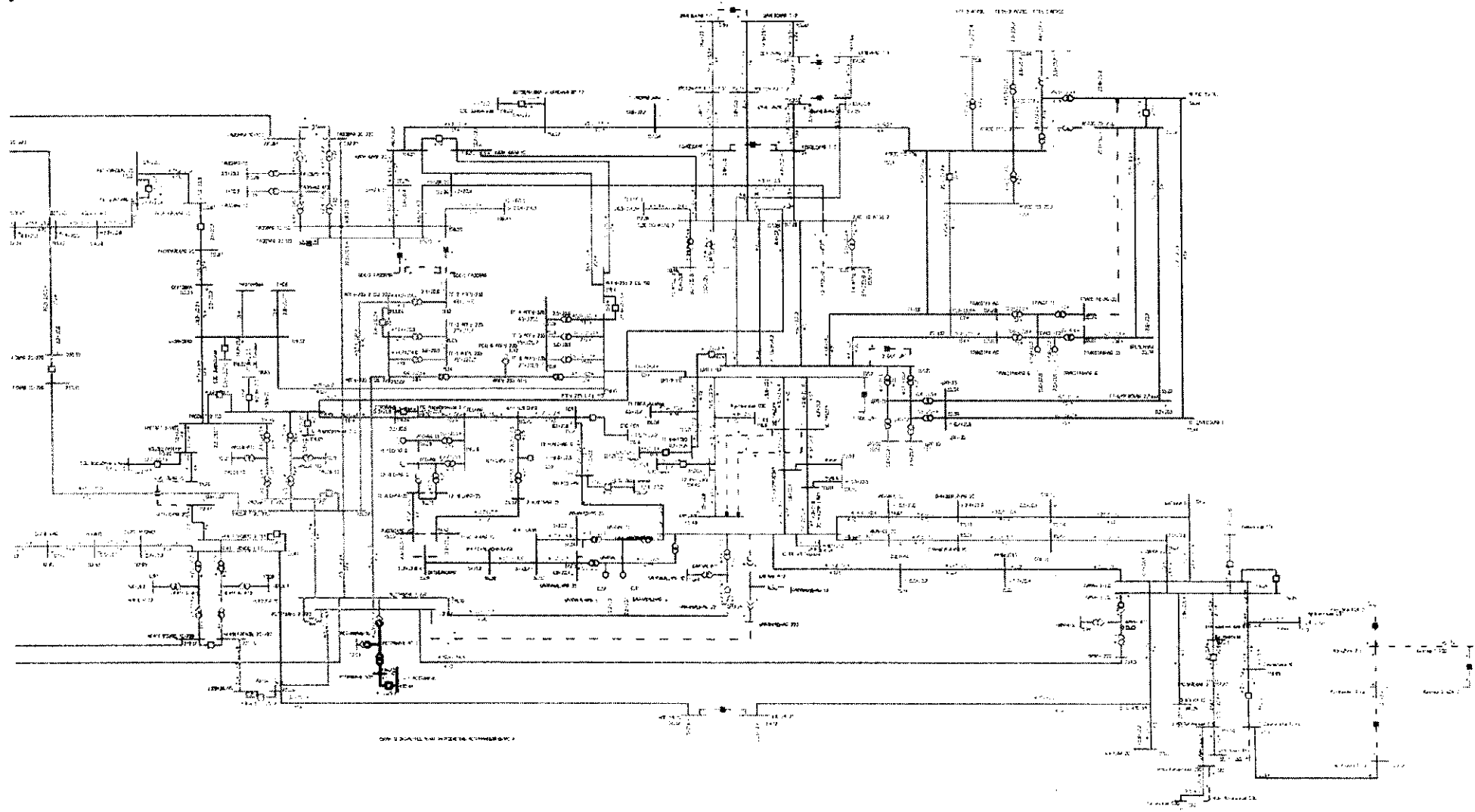


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (-21 С). Нормальная схема. Потребление 831 МВт. Генерация 1275 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

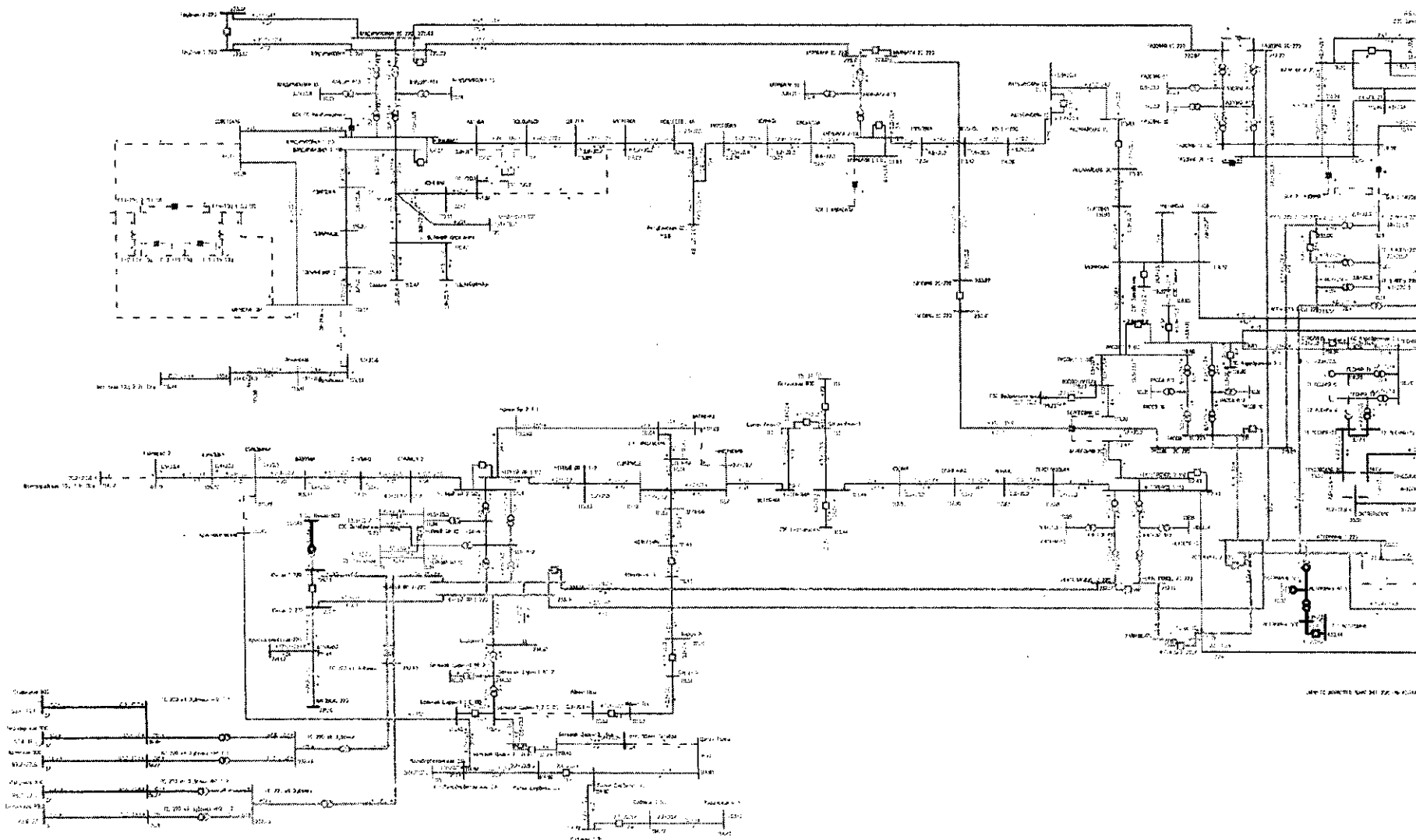


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (-21 С). Потребление 658 МВт. Нормальная схема. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается

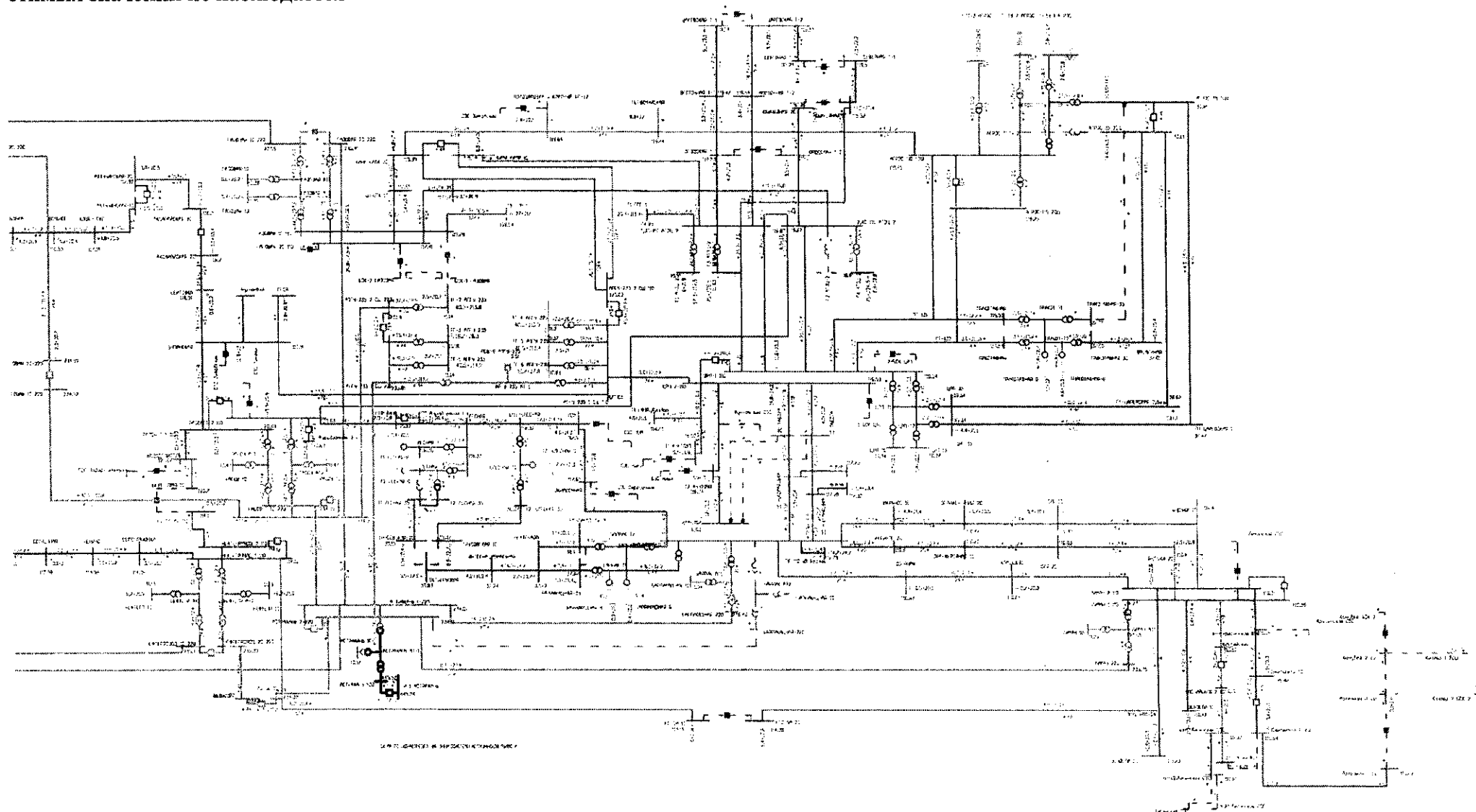


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (-21 °С). Потребление 658 МВт. Нормальная схема. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

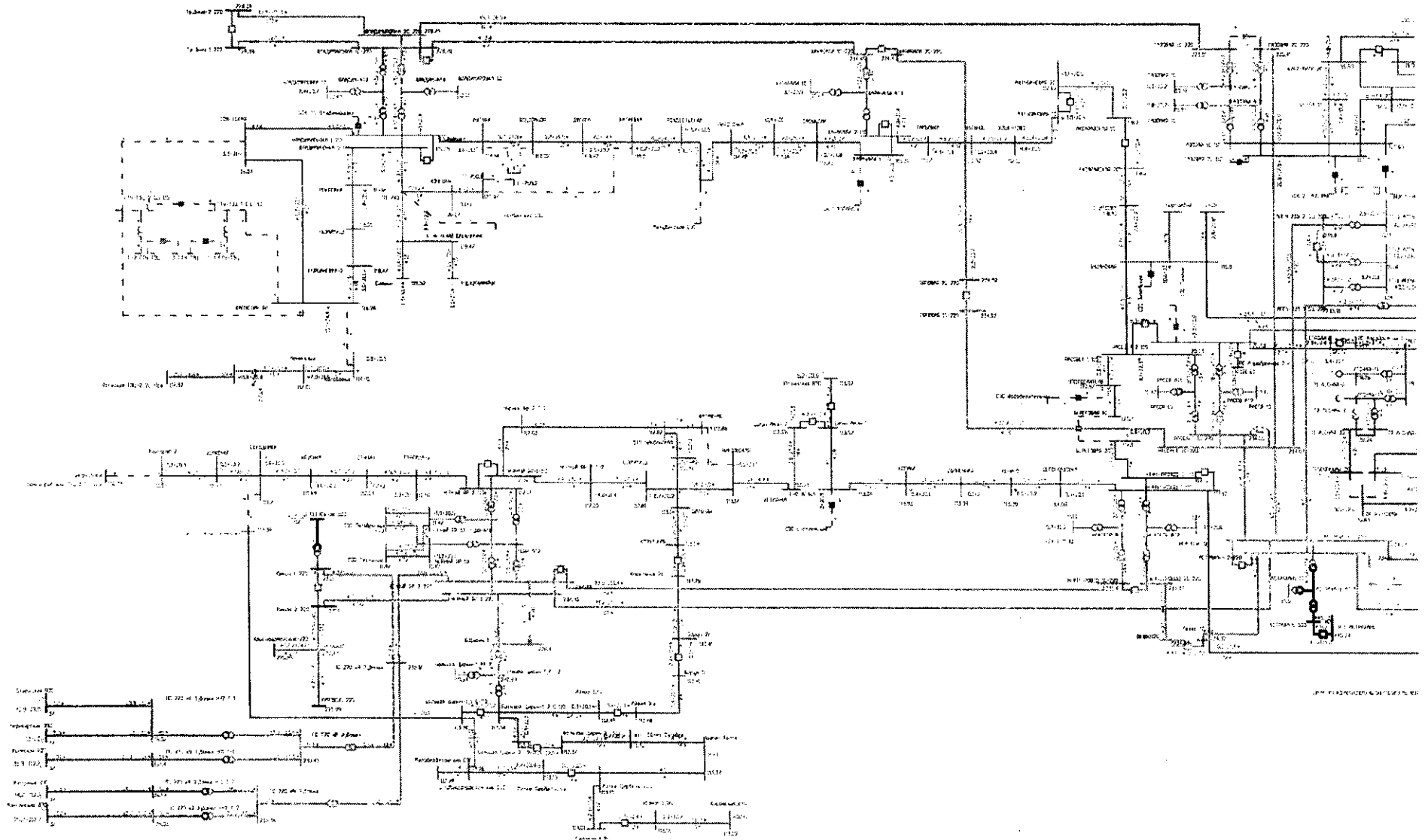


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Нормальная схема. Потребление 636 МВт. Генерация 1108 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

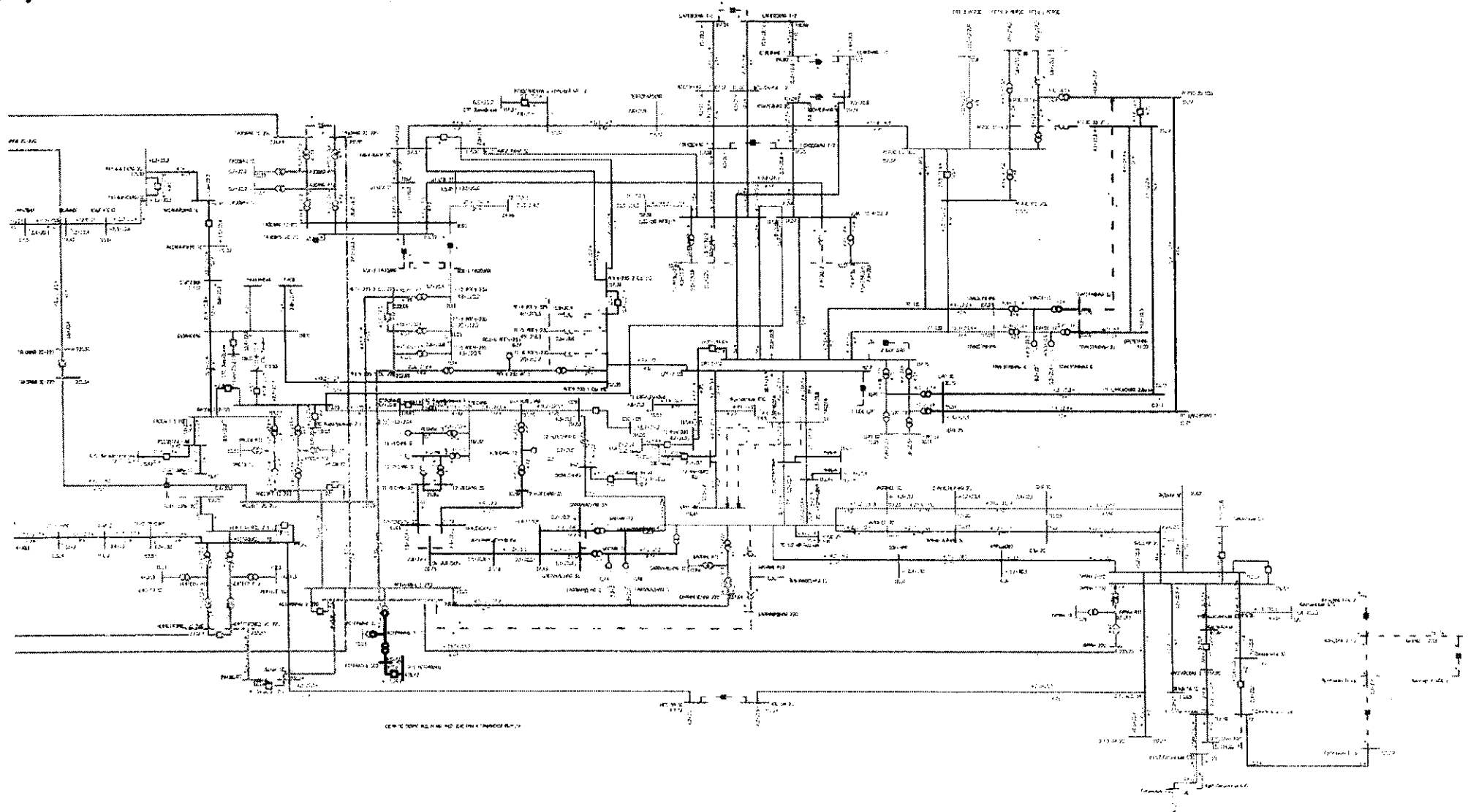


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Нормальная схема. Потребление 636 МВт. Генерация 1108 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

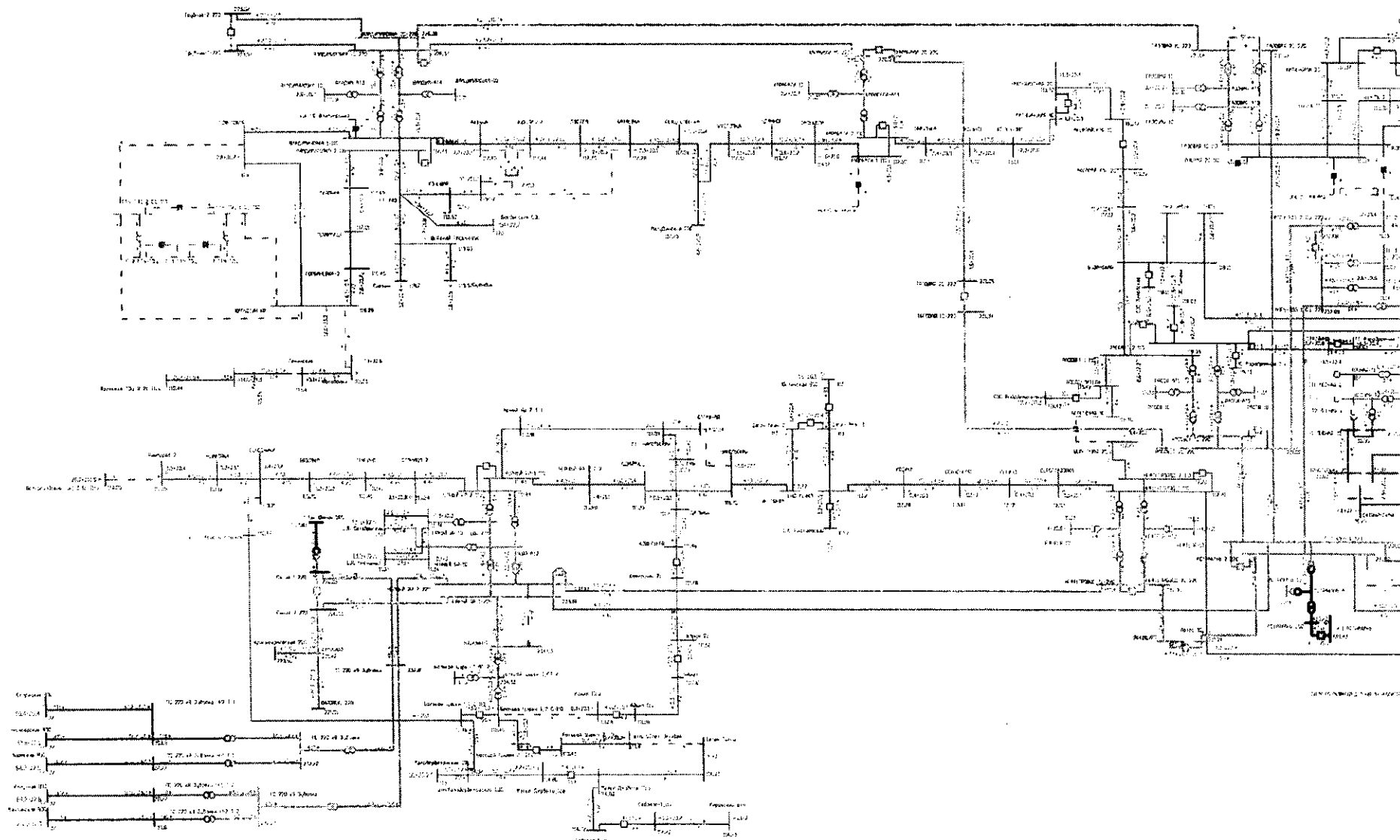


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Потребление 504 МВт. Нормальная схема. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

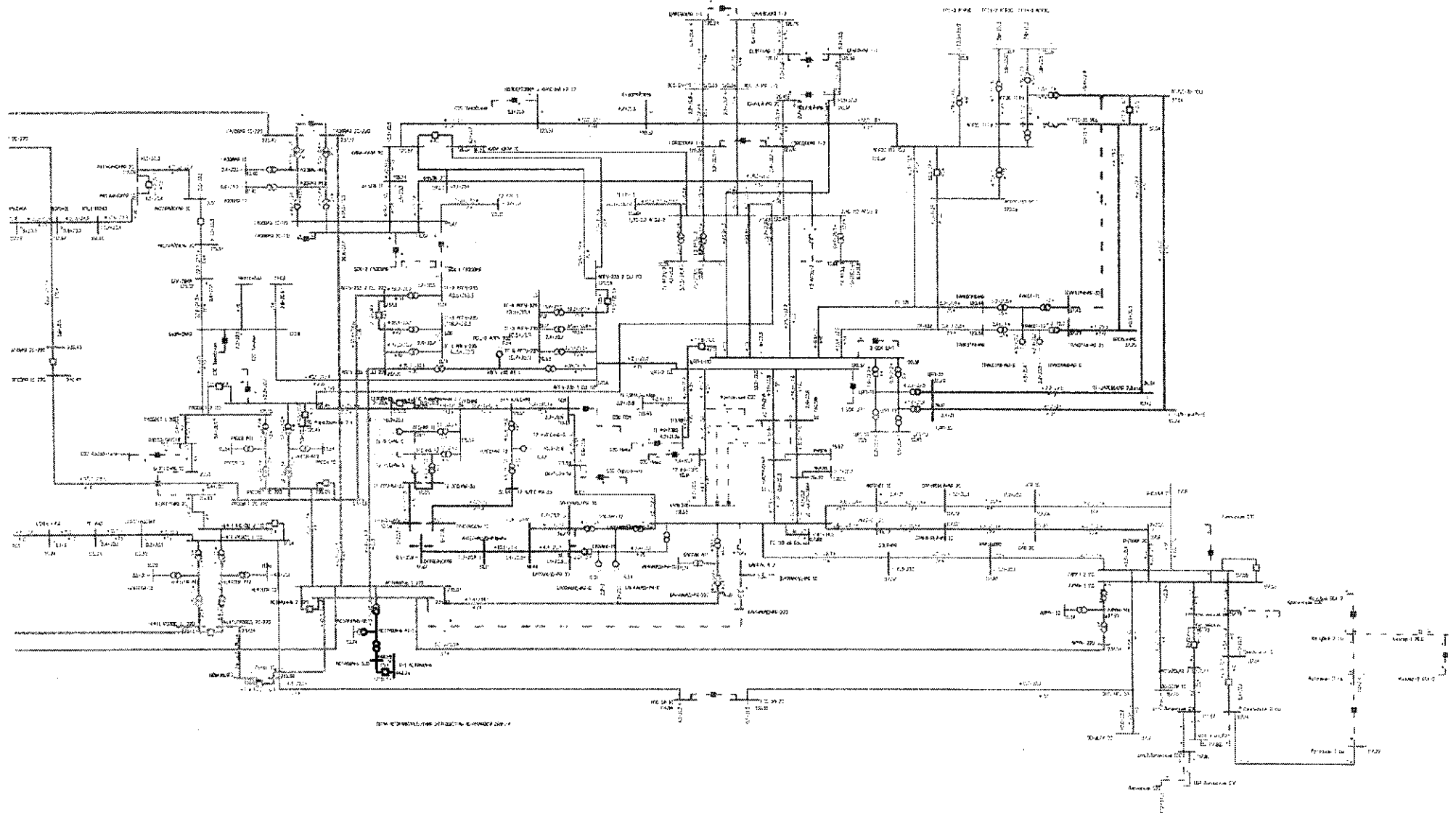


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Потребление 504 МВт. Нормальная схема. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

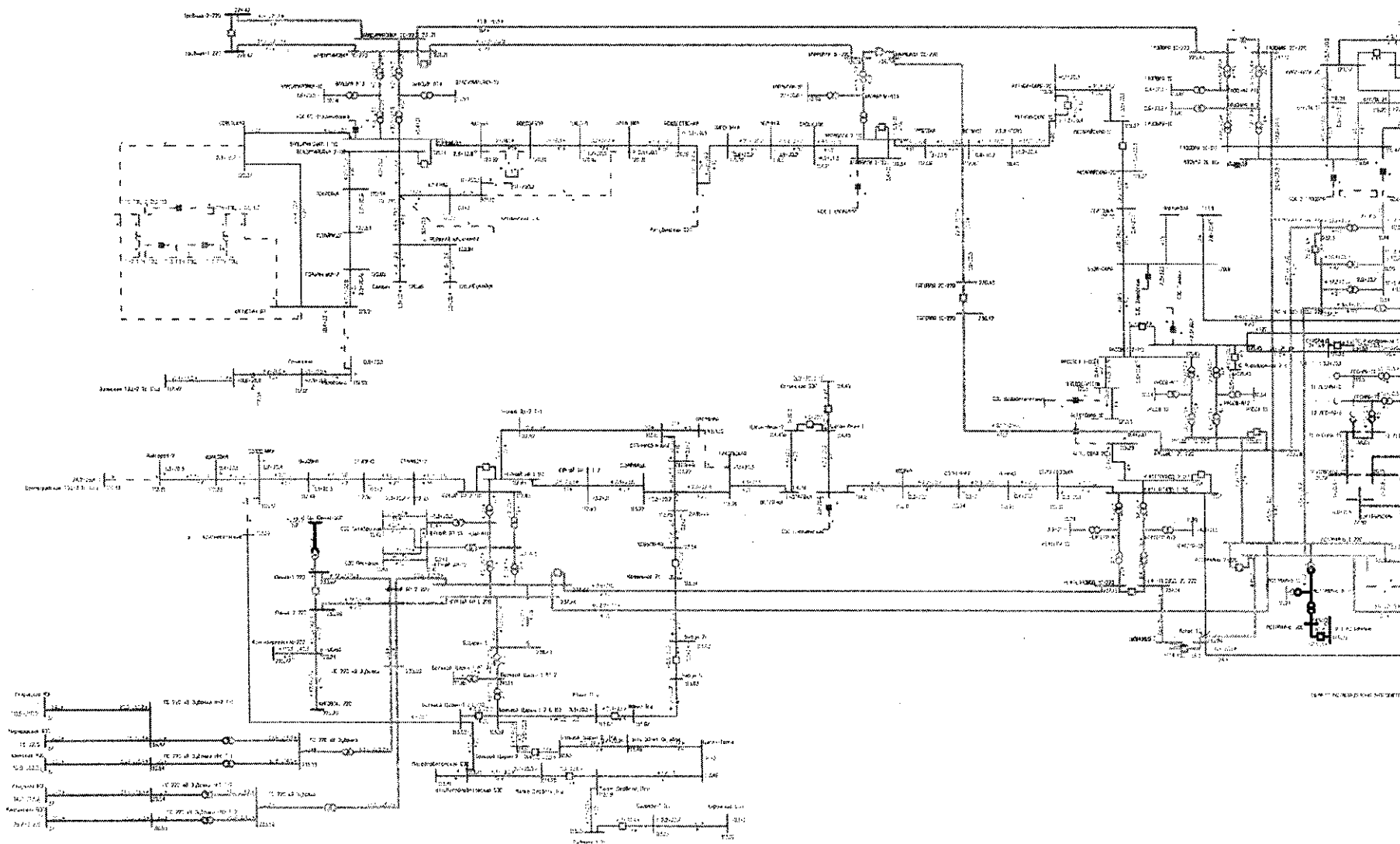


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+35 С). Потребление 676 МВт. Генерация 723,7 МВт. Нормальная схема. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

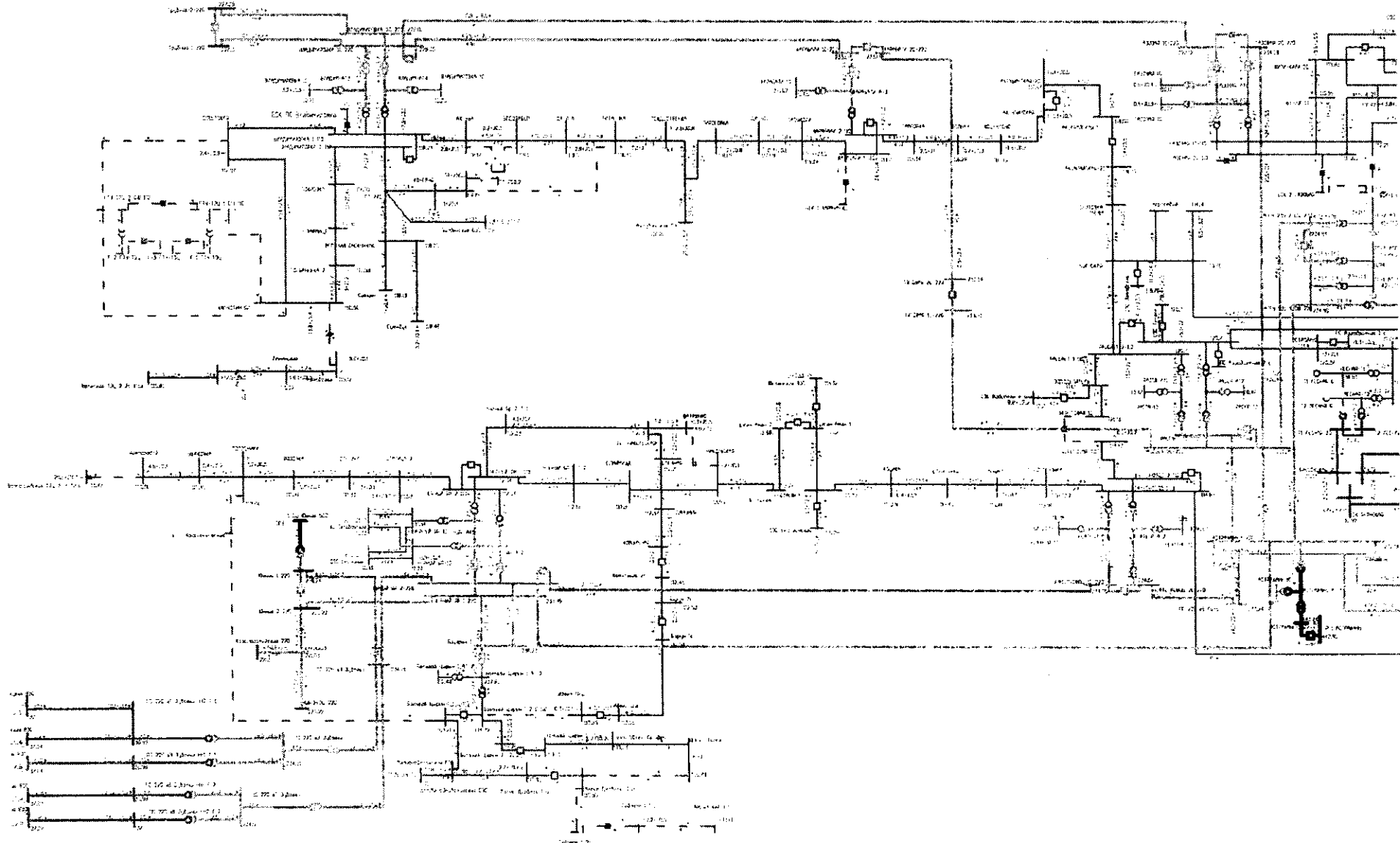


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+35 С). Потребление 676 МВт. Генерация 723,7 МВт. Нормальная схема. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

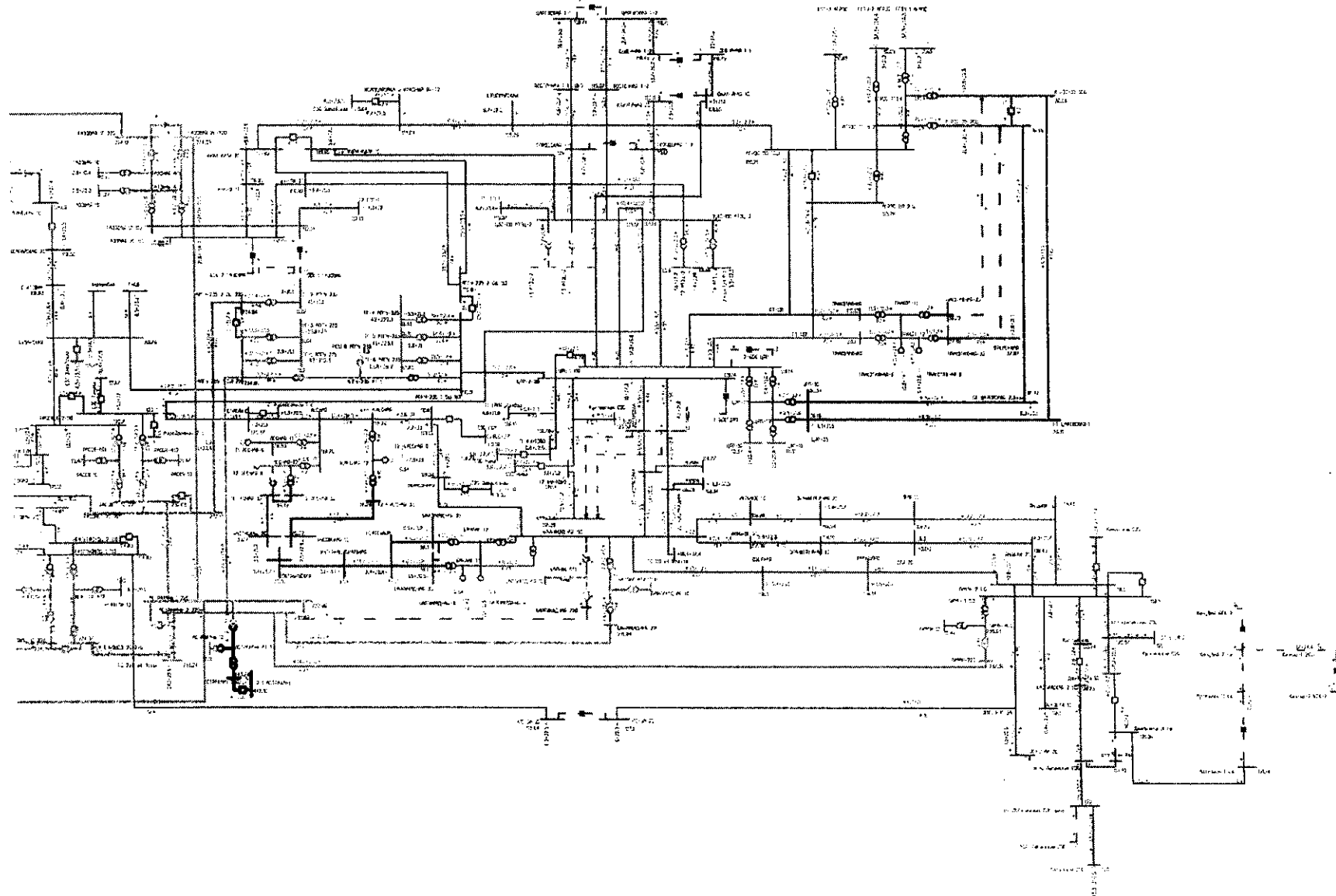


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 584 МВт. Генерация 677 МВт. Нормальная схема. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

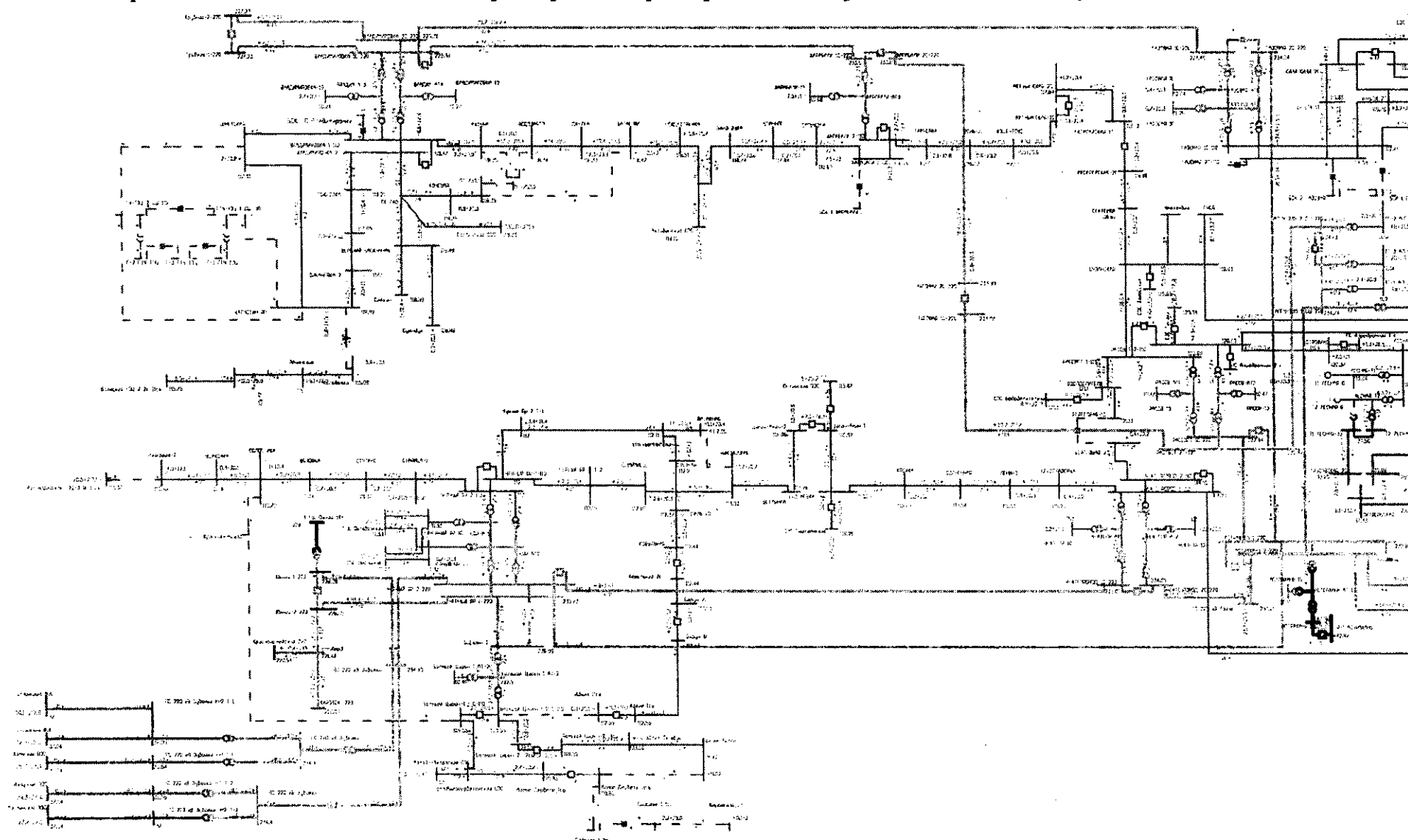


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 584 МВт. Генерация 677 МВт. Нормальная схема. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

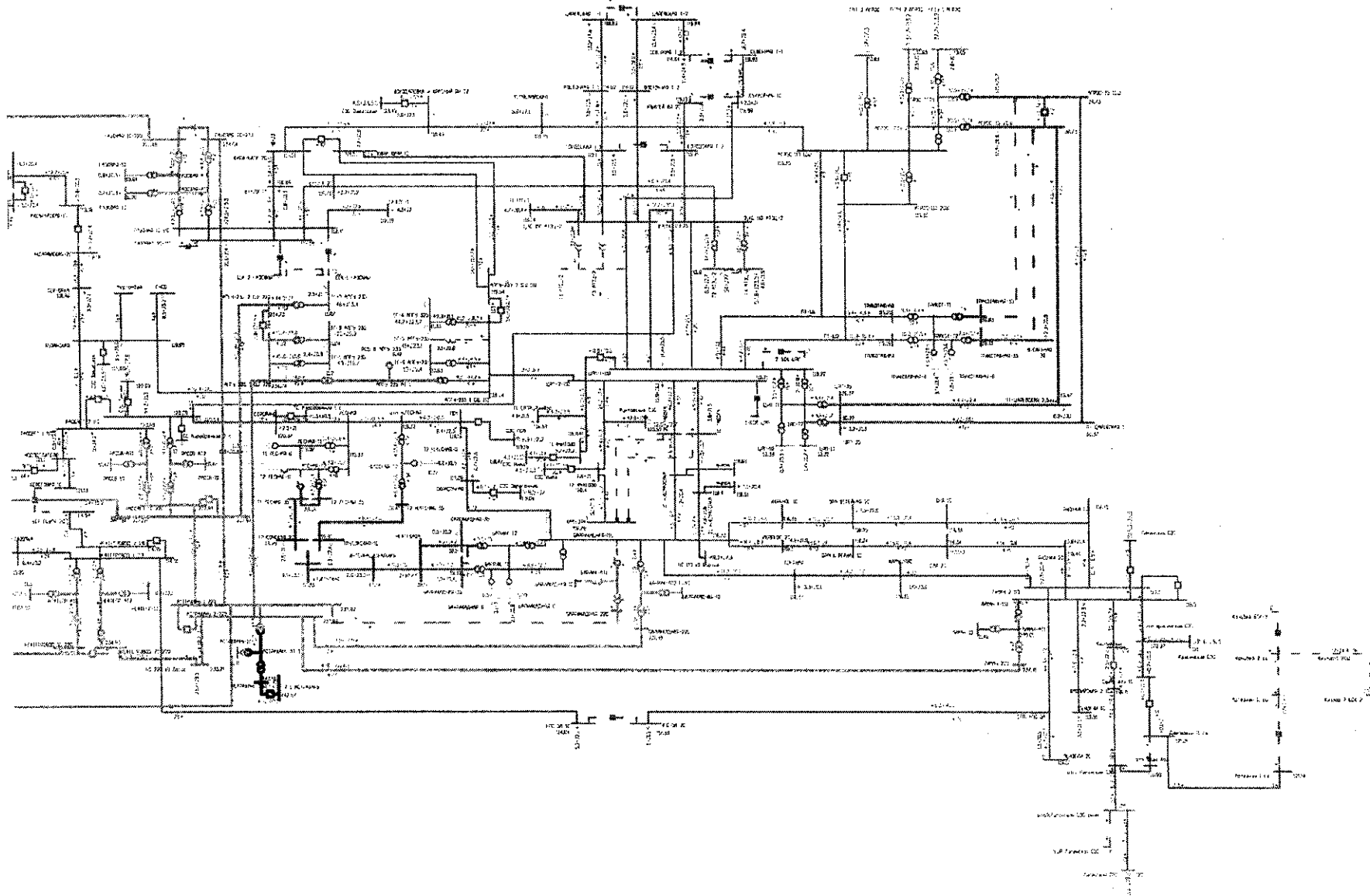


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 381 МВт. Генерация 436 МВт. Нормальная схема. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

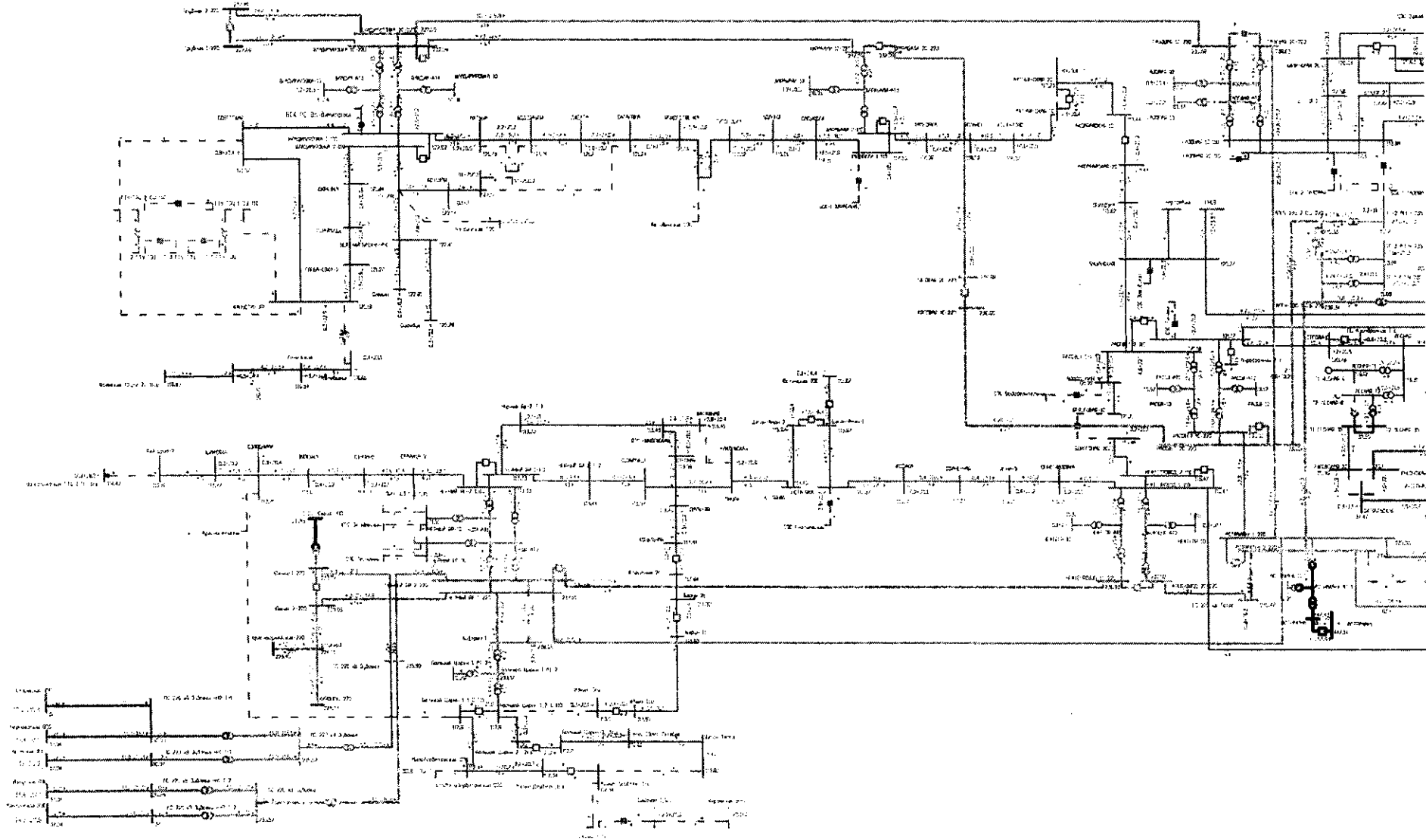
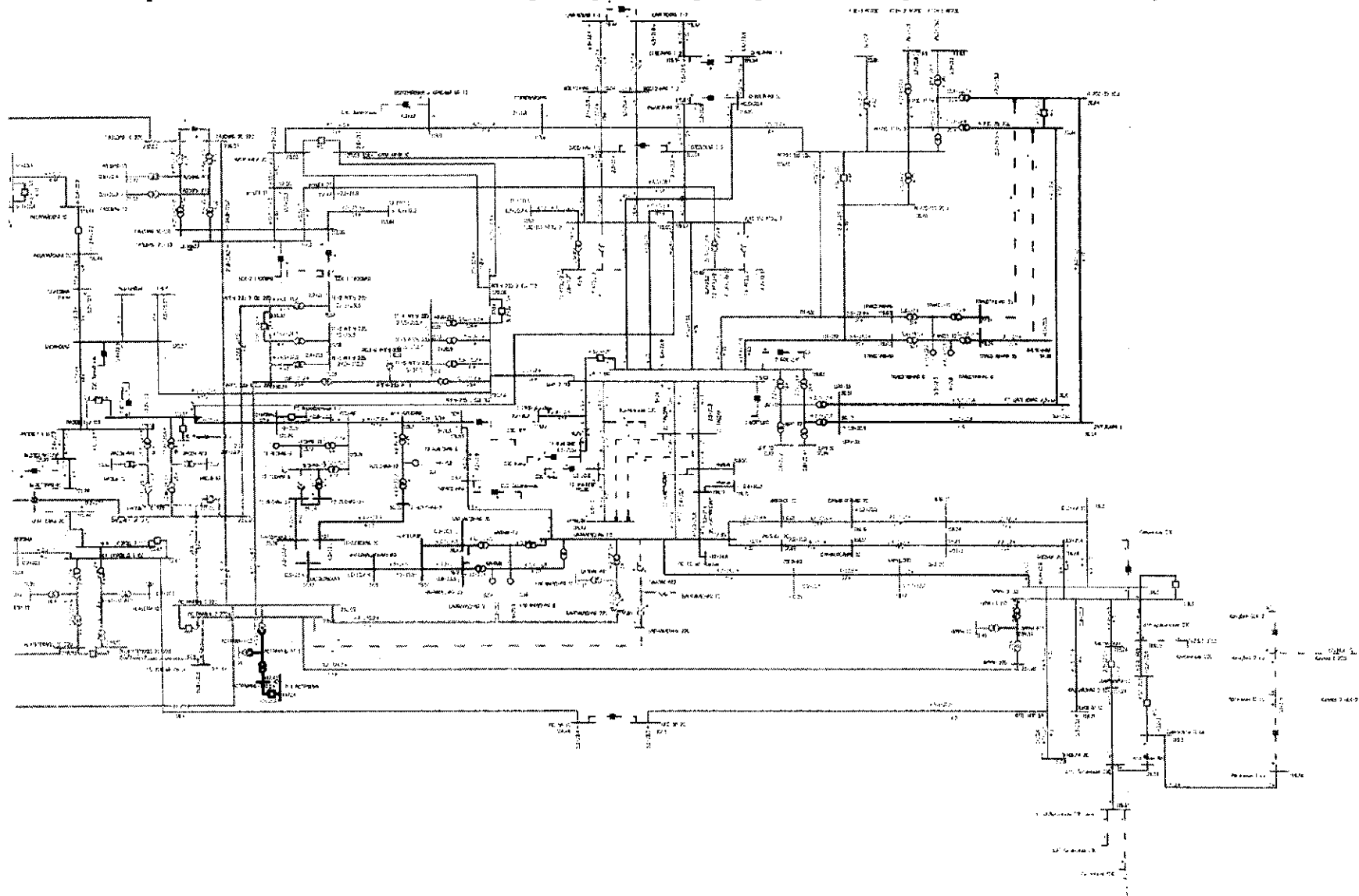


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 381 МВт. Генерация 436 МВт. Нормальная схема. Лист 2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.



Приложение № 4 к Программе

Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 609 МВт. Генерация 1054 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Аварийное отключение АТ-1 на ПС 220 кВ Лиман. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

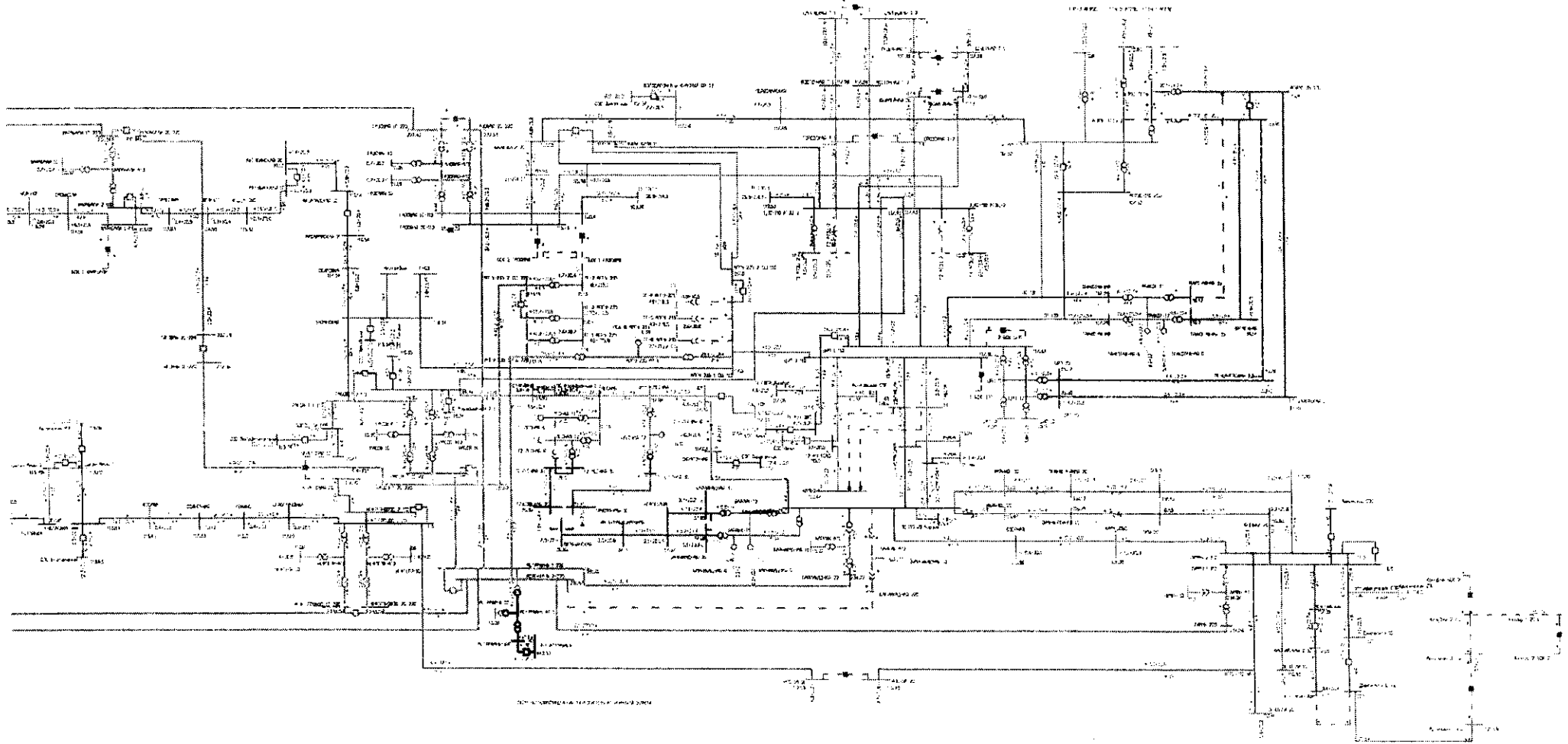


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 609 МВт. Генерация 1054 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Аварийное отключение ЭВ 110 АТ-4 на ПС 220 кВ Владимировка. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

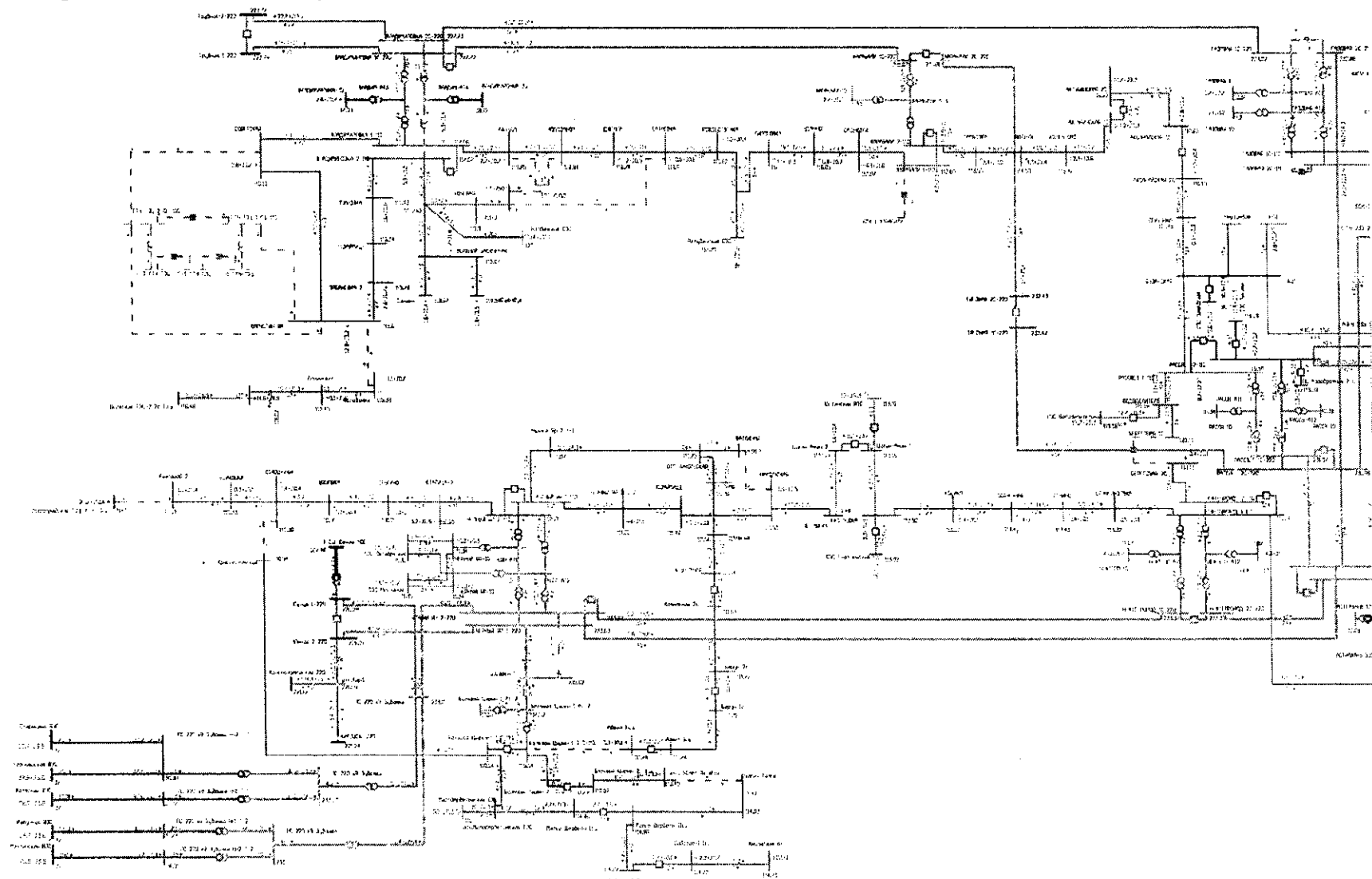


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 609 МВт. Генерация 1054 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Трубная - Владимировка №1, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная - Zubovka, включен СВЭ 220 кВ ПС 220 кВ Газовая. Лист 1. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

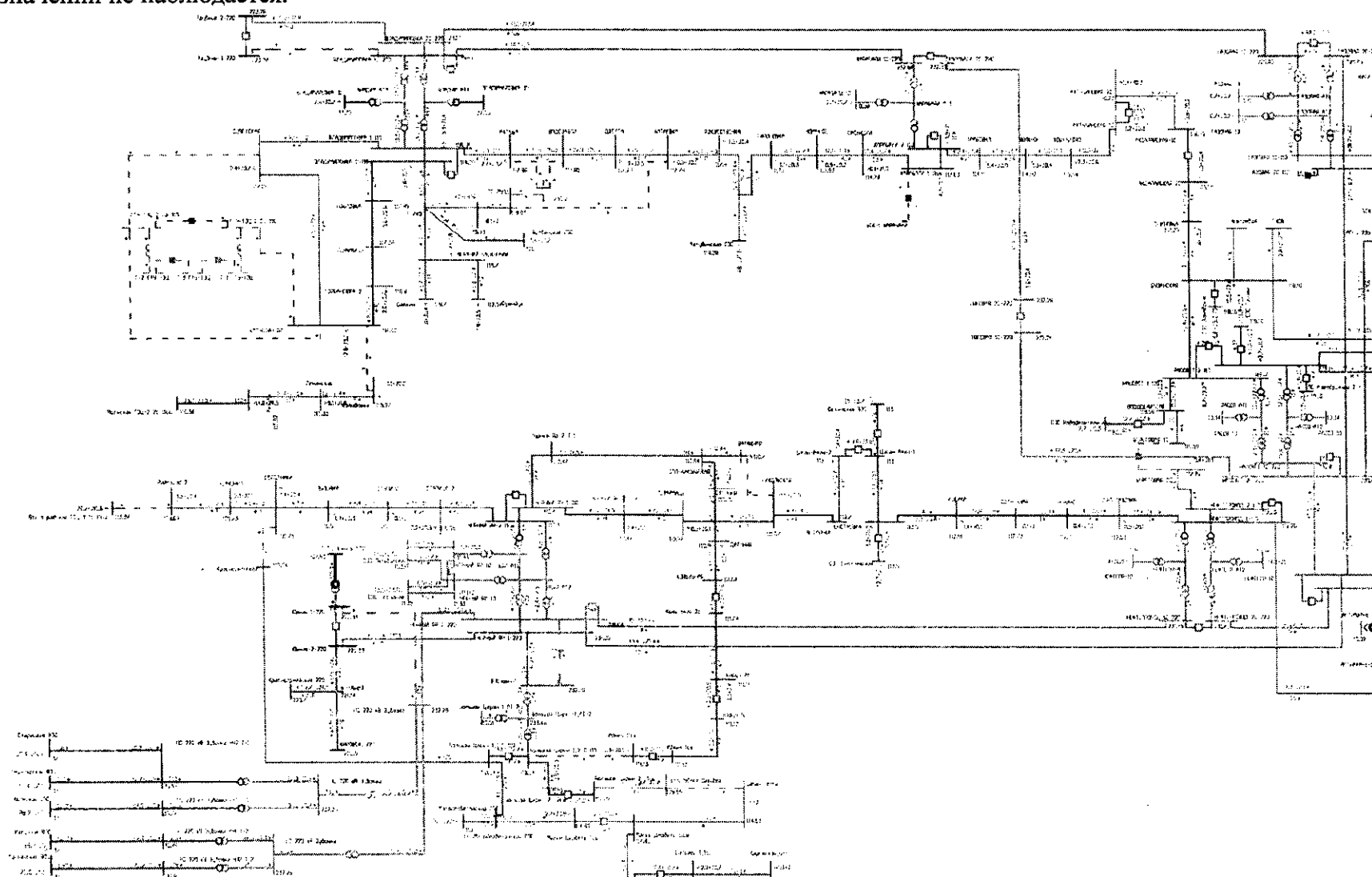


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 609 МВт. Генерация 1054 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Ремонт АТ-4 ПС 220 кВ Владимировка, аварийное отключение АТ-3 ПС 220 кВ Владимировка. По режиму включена ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ №297). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

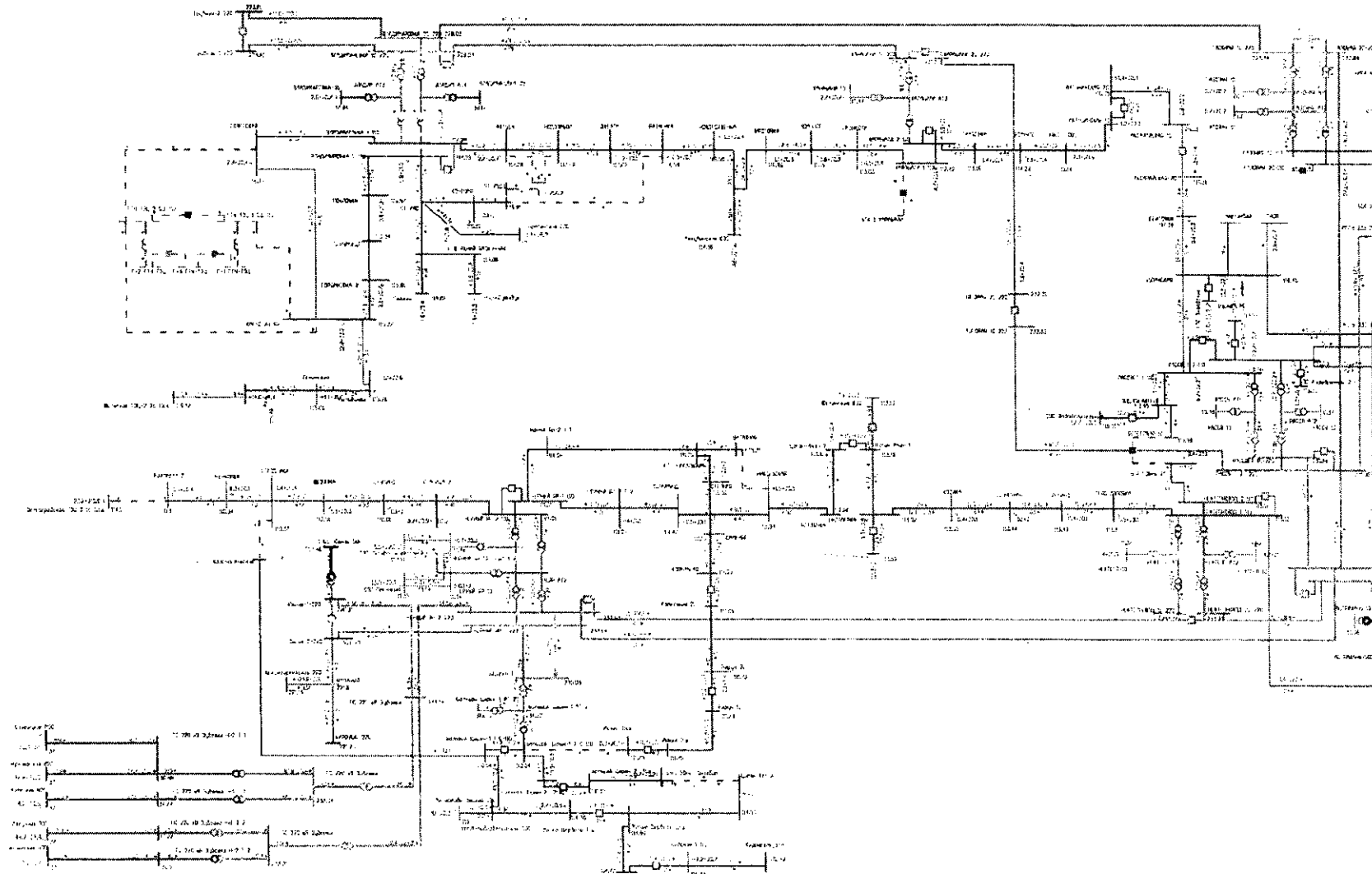


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 609 МВт. Генерация 1054 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Тяговая-1 – Рассвет, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная – Zubovka, включена СВЭ 220 кВ ПС 220 кВ Газовая. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

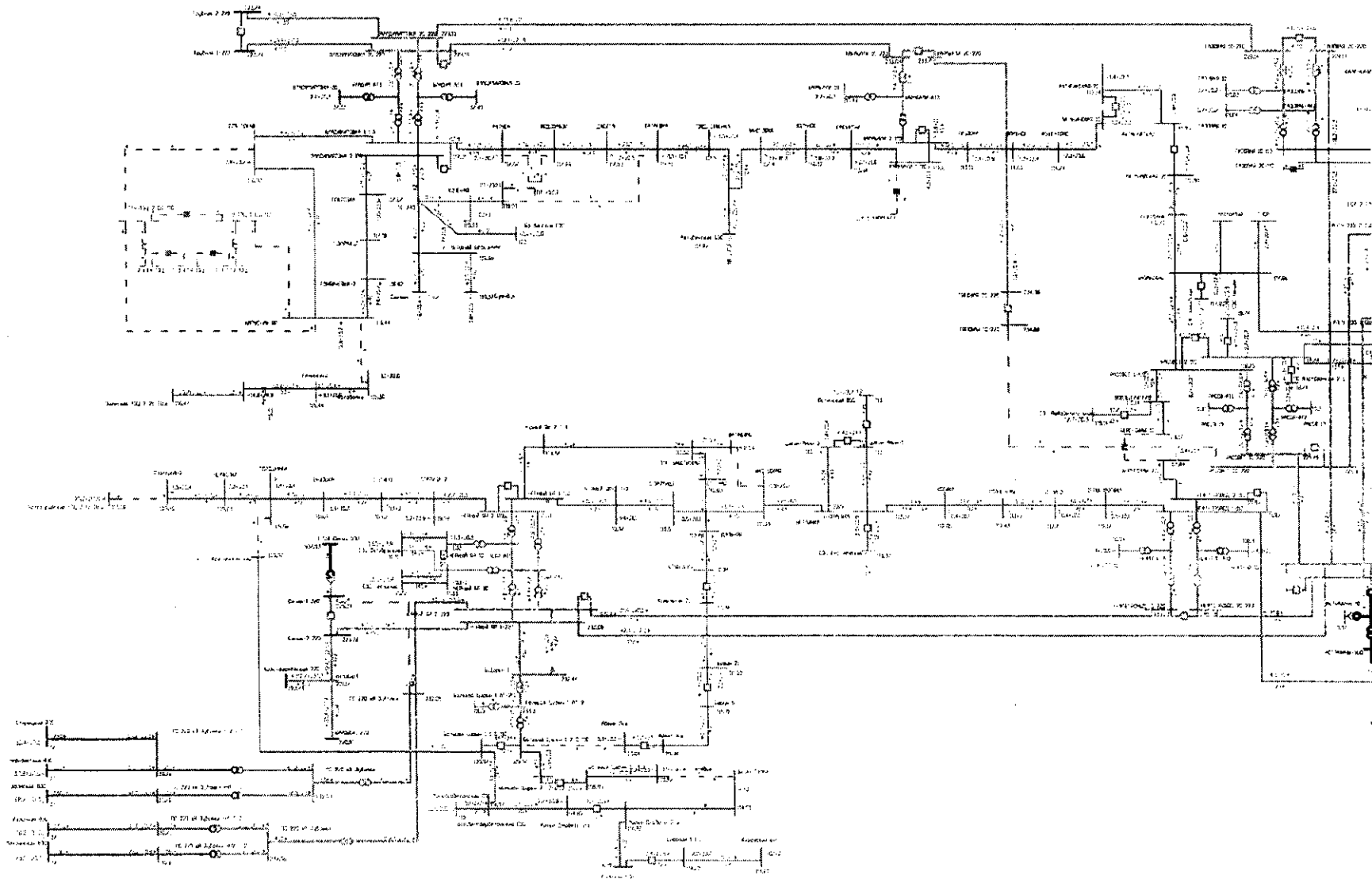


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 609 МВт. Генерация 1054 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Астрахань - Лиман, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная - Озерная (ВЛ 110 кВ 138). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

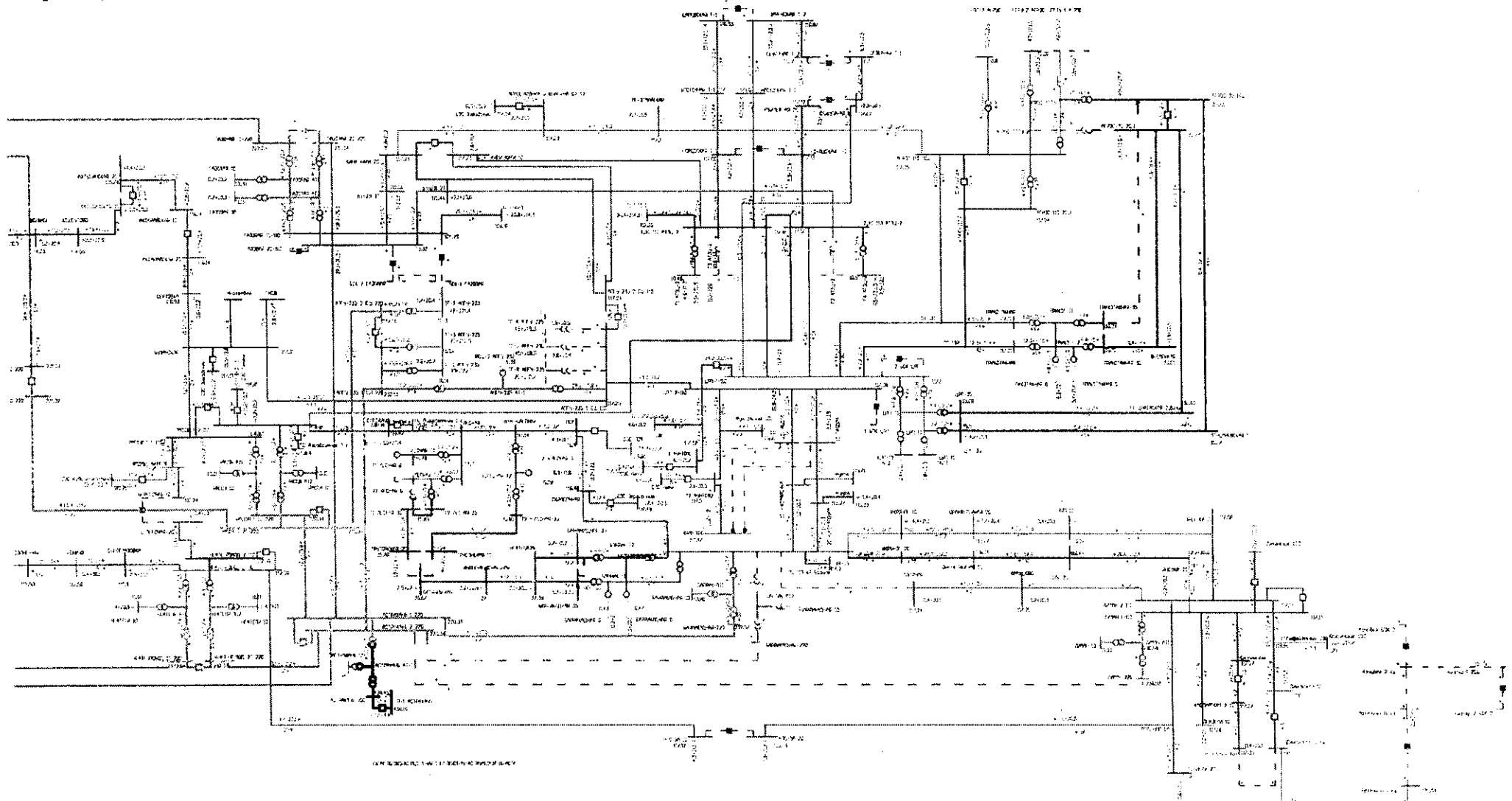


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Потребление 796 МВт. Генерация 1221 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. В ремонте ВЛ 220 кВ Астрахань - Лиман, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная - Озерная (ВЛ 110 кВ 138). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

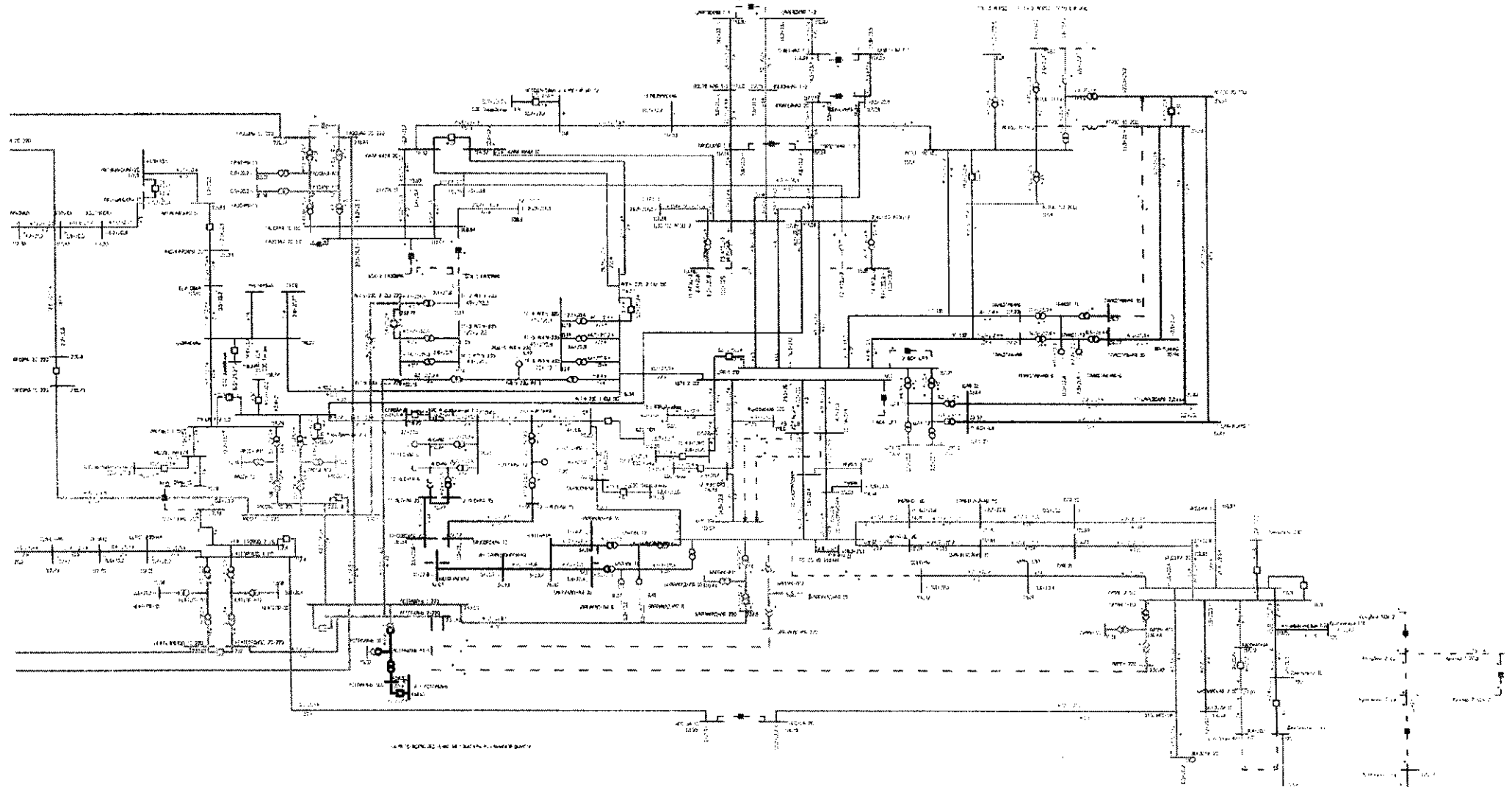


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Потребление 796 МВт. Генерация 1221 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Ремонт АТ-4 ПС 220 кВ Владимировка, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Пироговка - Удачное (ВЛ 110 кВ 708). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

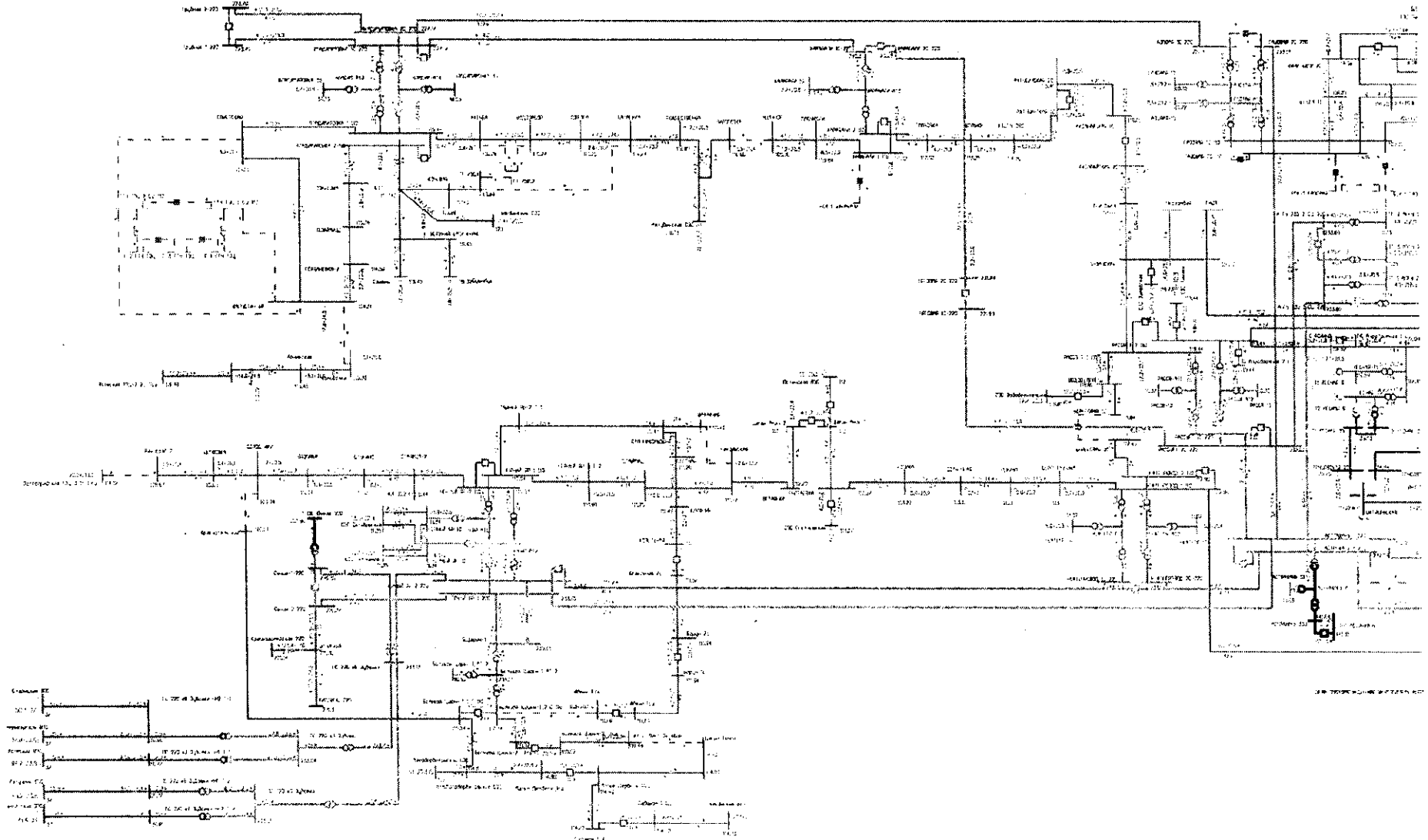


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Потребление 796 МВт. Генерация 1221 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Южная - Zubovka, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Тяговая-1 - Рассвет. По режиму включена СВЭ 220 кВ ПС 220 кВ Газовая. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

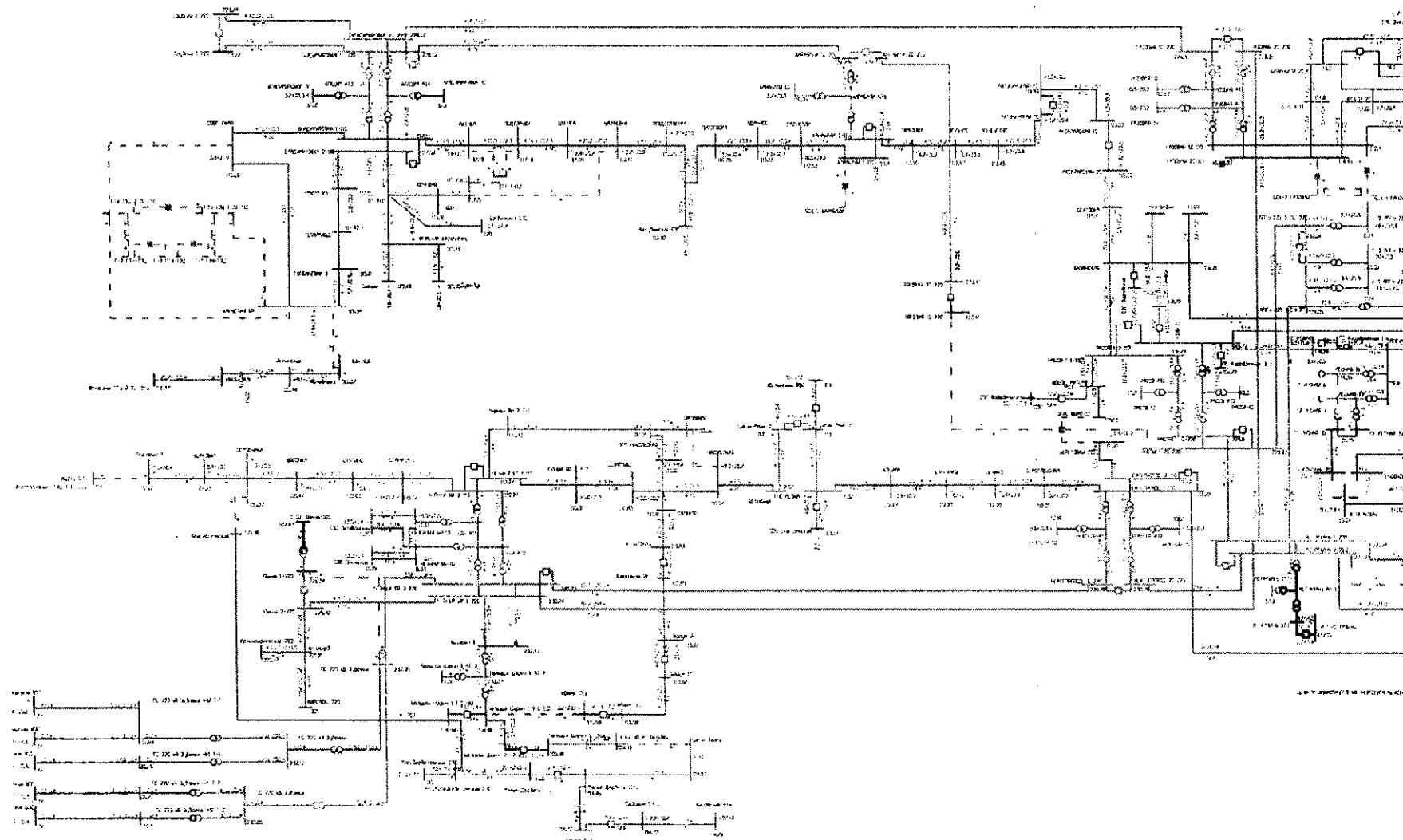


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Потребление 796 МВт. Генерация 1221 МВт, в том числе генерация ВИЭ 750,5 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №2, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная – Зубовка. По режиму включена СВЭ 220 кВ ПС 220 кВ Газовая и ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ 297). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

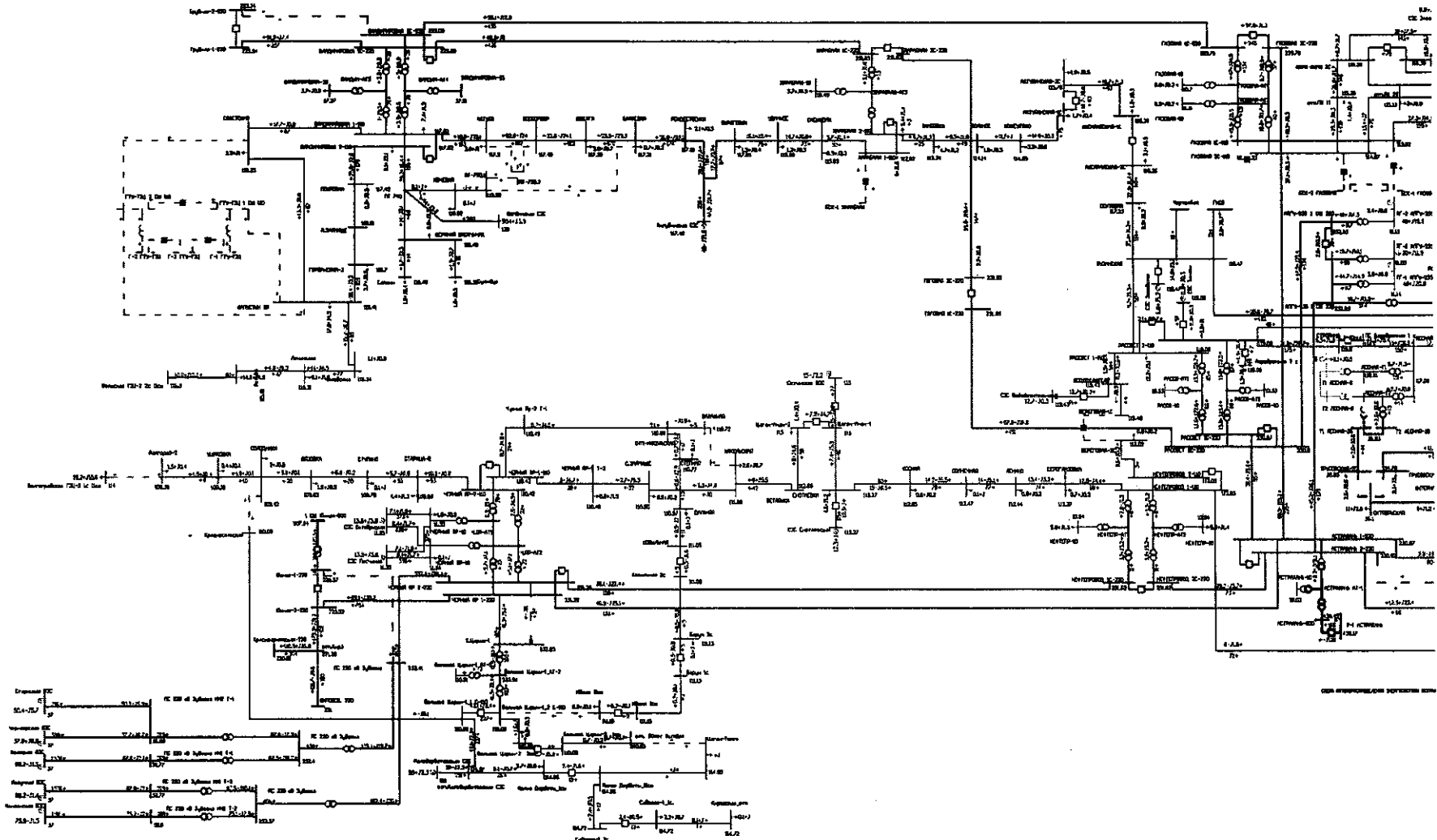


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 482 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Южная – Zubovka, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная – Черный Яр №1. По режиму включена СВЭ 220 кВ на ПС 220 кВ Газовая. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

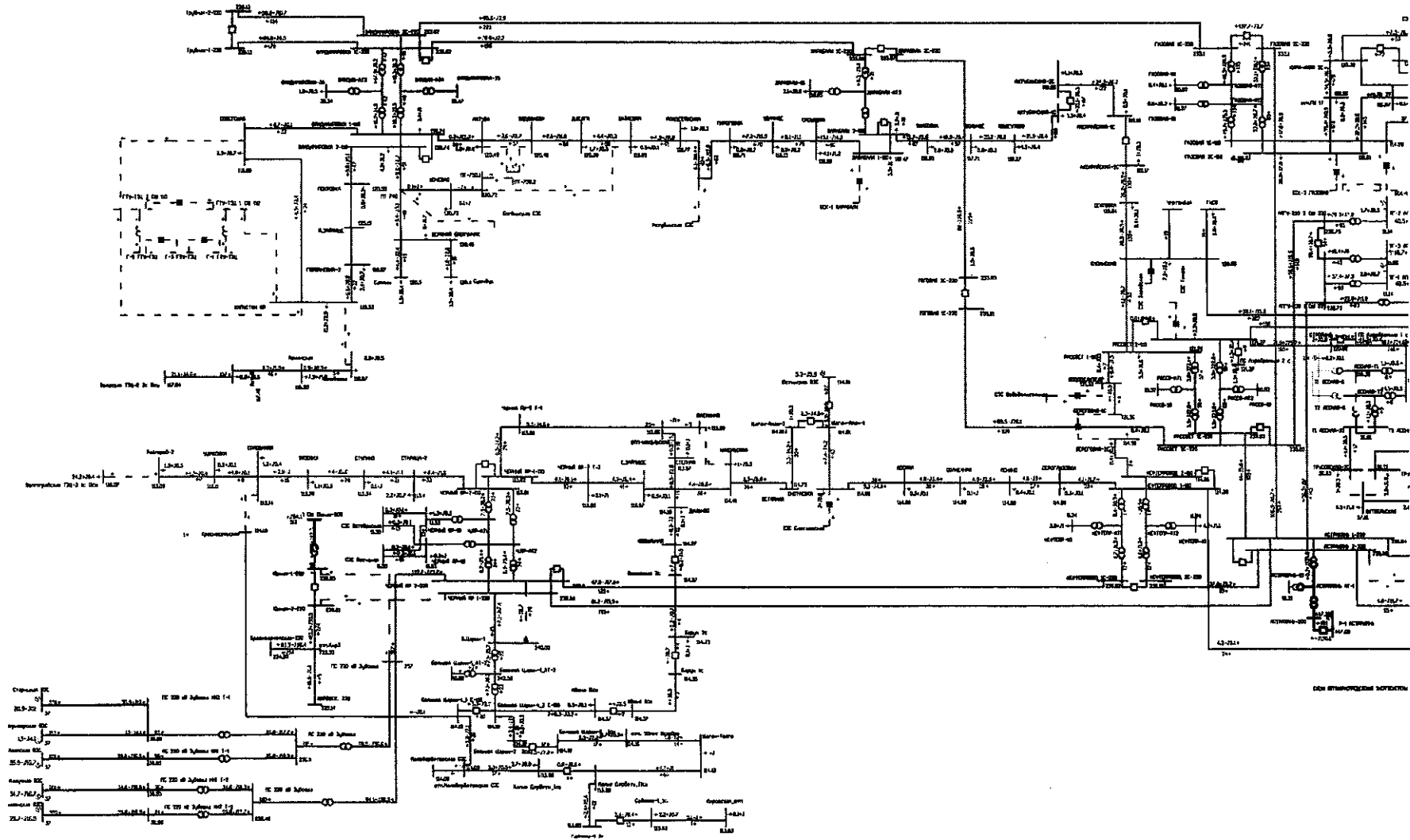


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 482 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт АТ-3 ПС 220 кВ Владимировка, аварийное отключение АТ-4 ПС 220 кВ Владимировка. По режиму включена ВЛ 110 кВ Колобовка - Капустин Яр (ВЛ 110 кВ №297). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

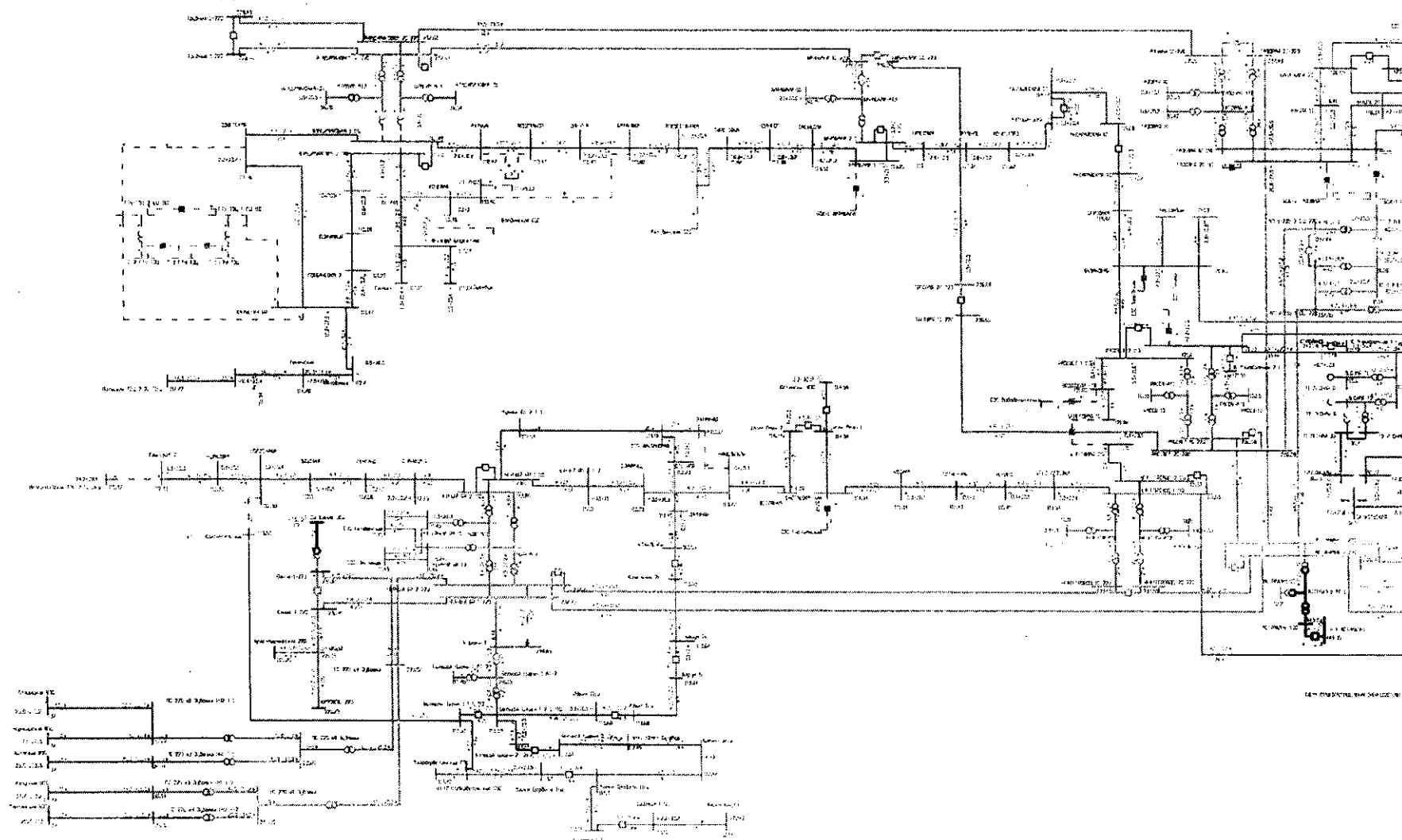


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 482 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Южная – Черный Яр №1, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №1. По режиму включен СВЭ 220 кВ ПС 220 кВ Газовая. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

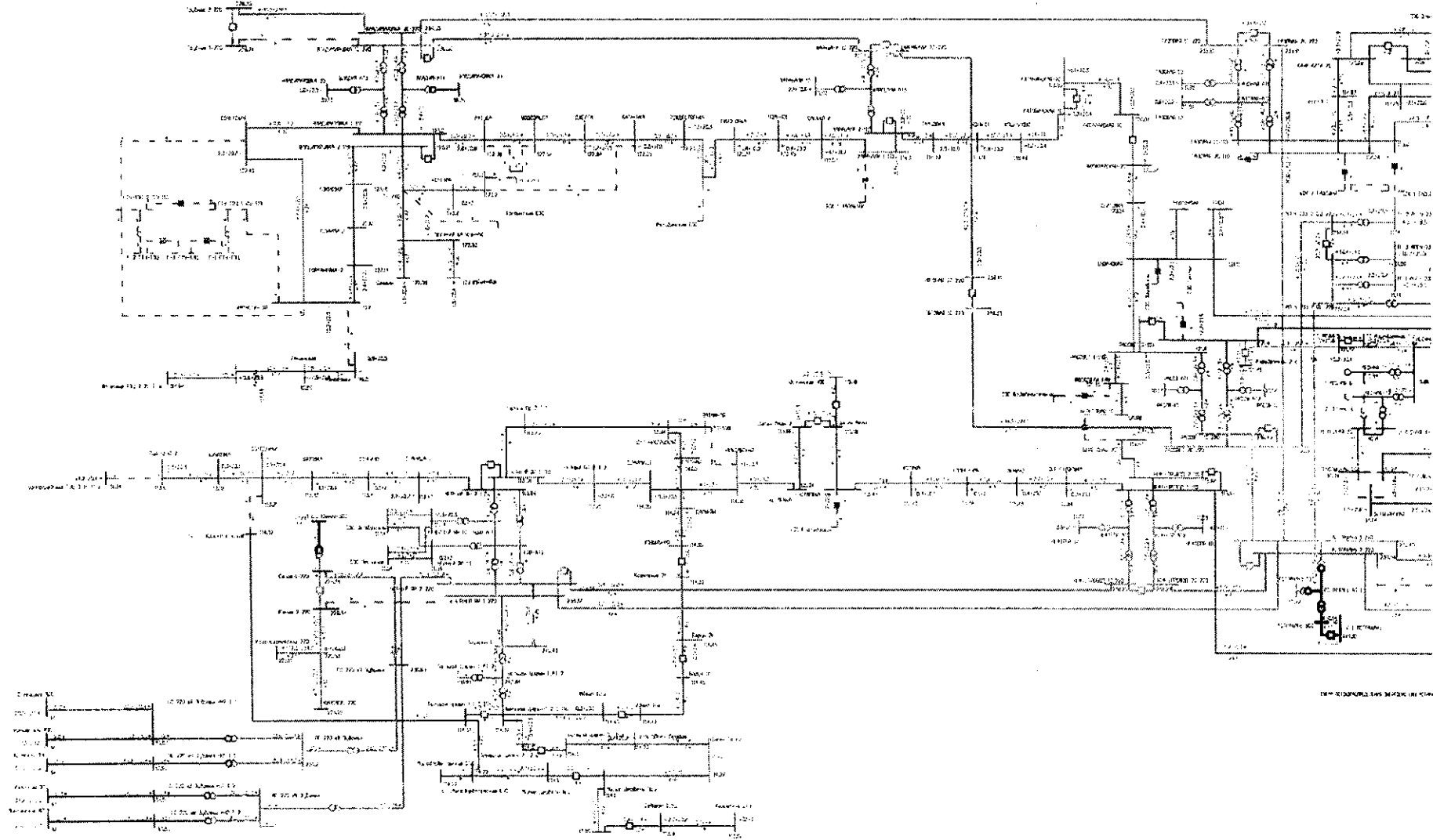


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (+10 С). Потребление 482 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Южная - Zubовка, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Тяговая-1 - Рассвет. По режиму включен СВЭ 220 кВ ПС 220 кВ Газовая. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

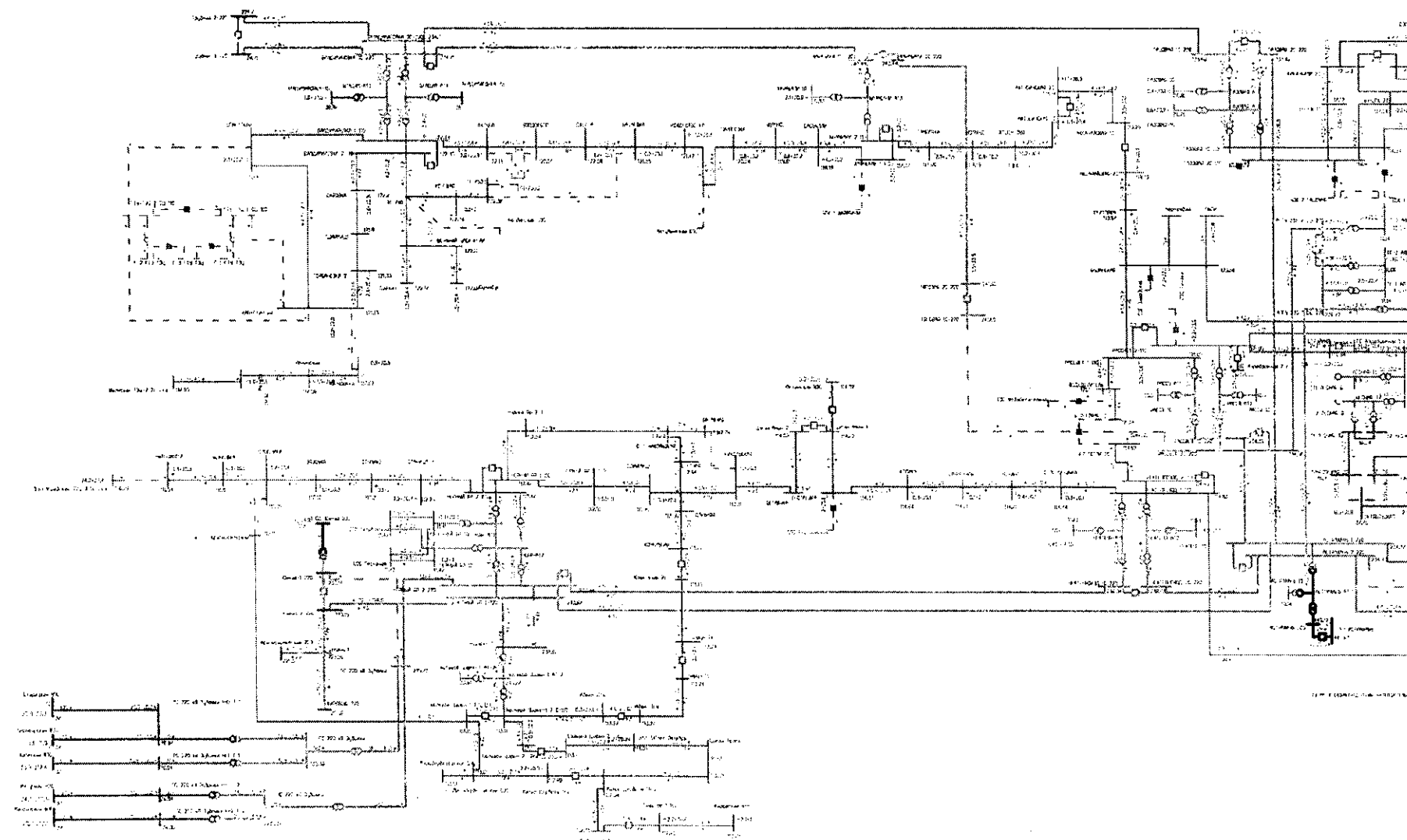


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Потребление 630 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт АТ-3 на Владимировка, аварийное отключение АТ-4 на ПС 220 кВ Владимировка. По режиму включена ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ №297). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

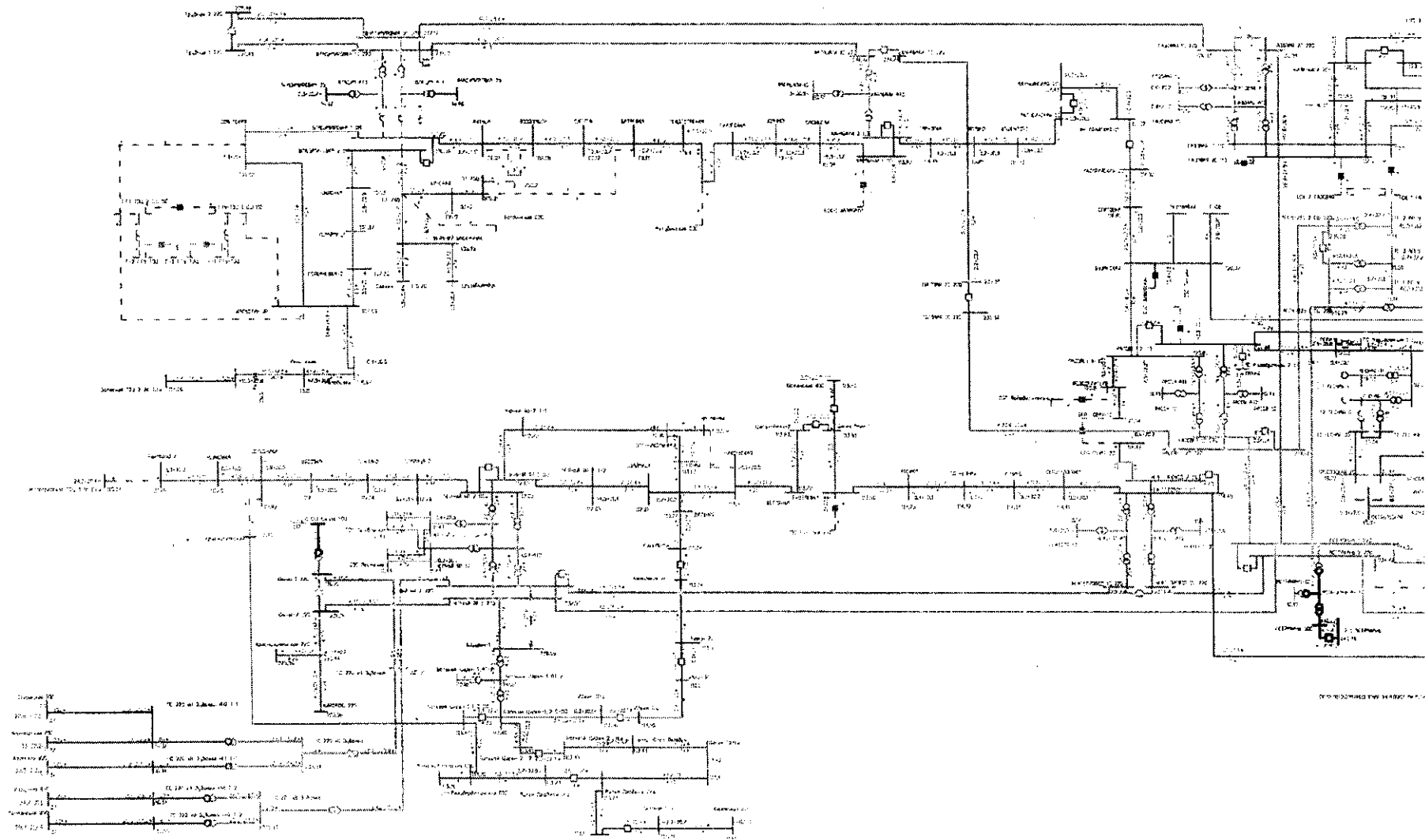


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Потребление 630 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Черный Яр - Зубовка, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная – Черный Яр №1. По режиму включен СВЭ 220 кВ ПС 220 кВ Газовая. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

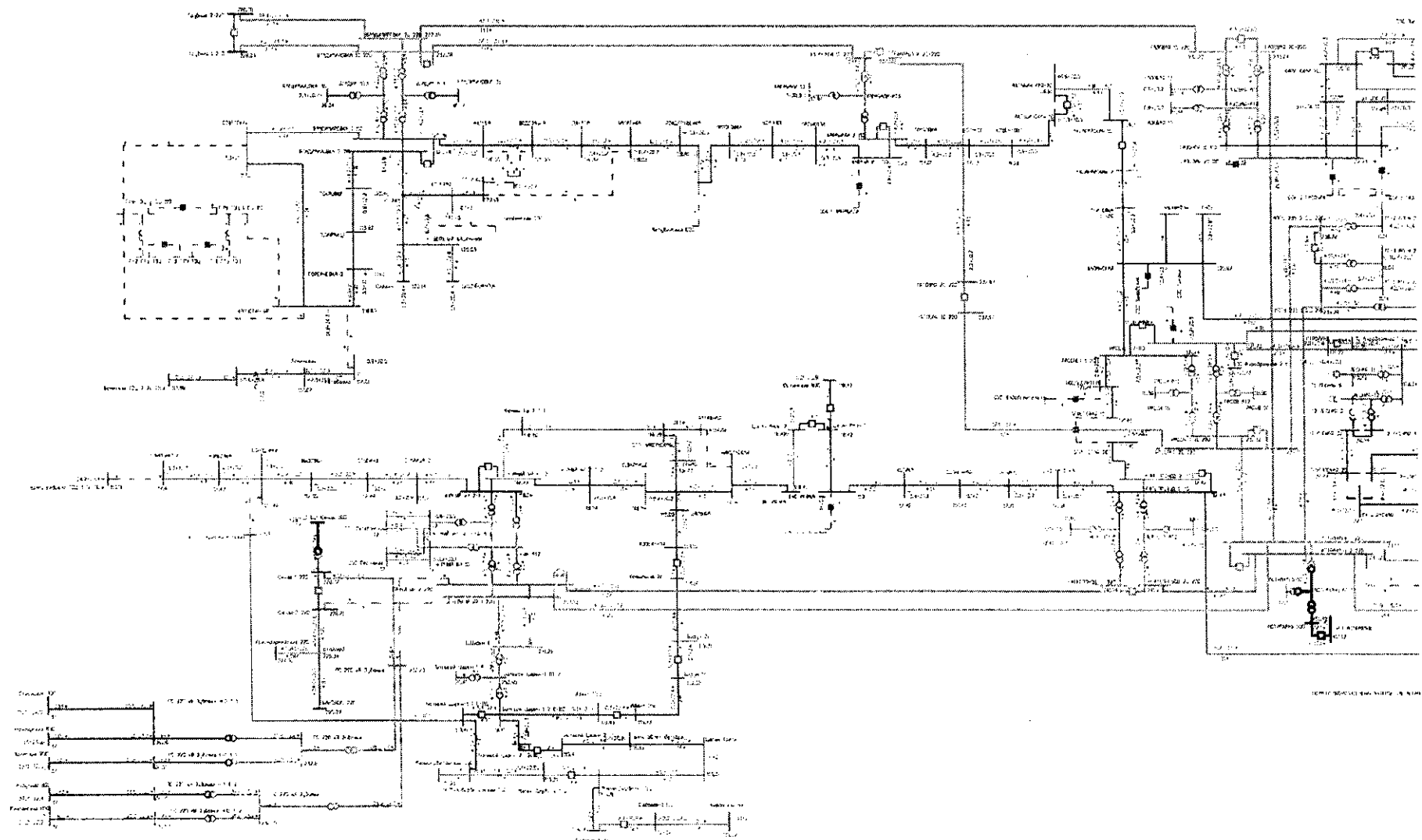


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Потребление 630 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Тяговая-1 - Рассвет, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Черный Яр - Zubovka. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

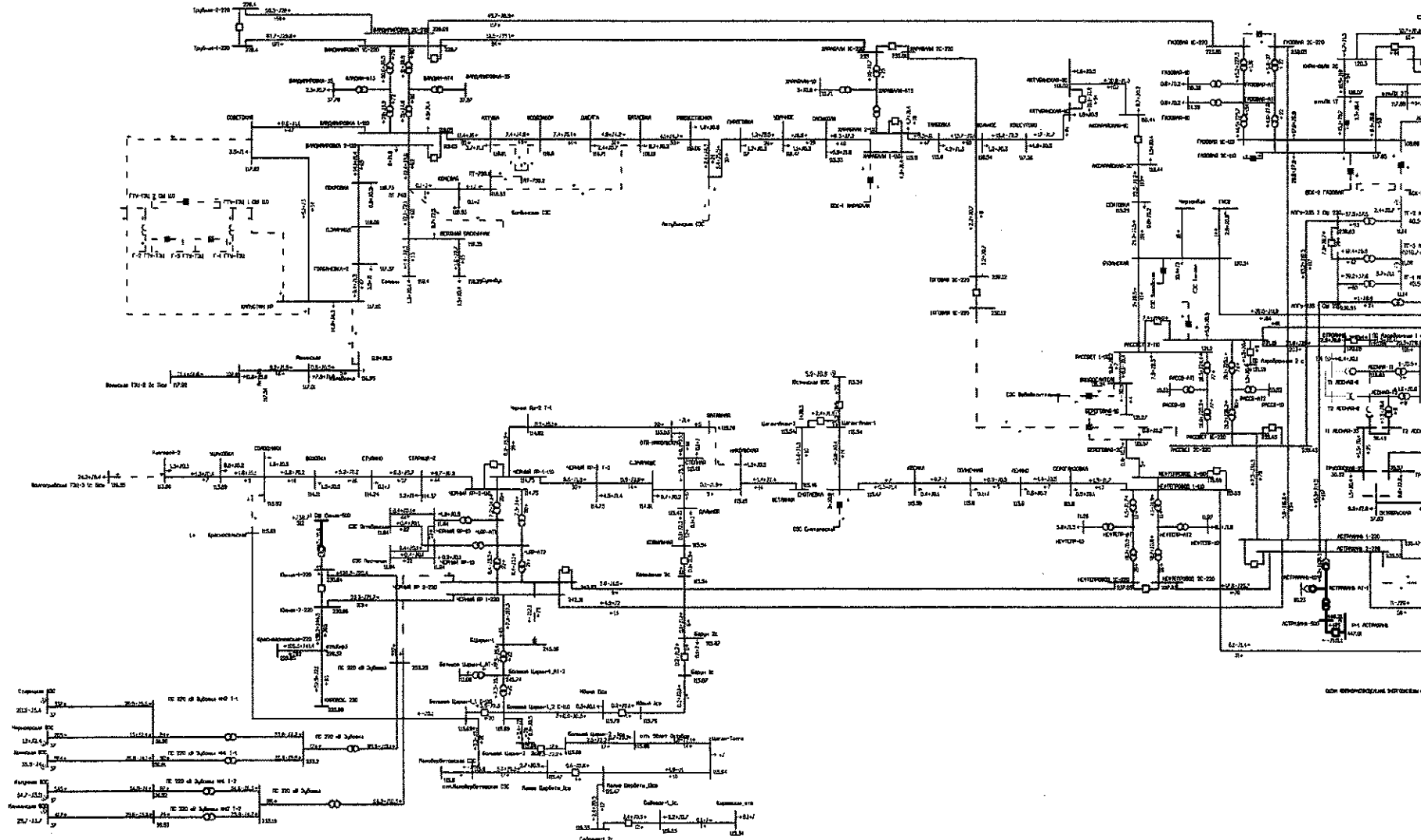


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2023 года (-21 С). Потребление 630 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Трубая – Владимировка №1, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная – Зубовка. По режиму включен СВЭ 220 кВ ПС 220 кВ Газовая. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

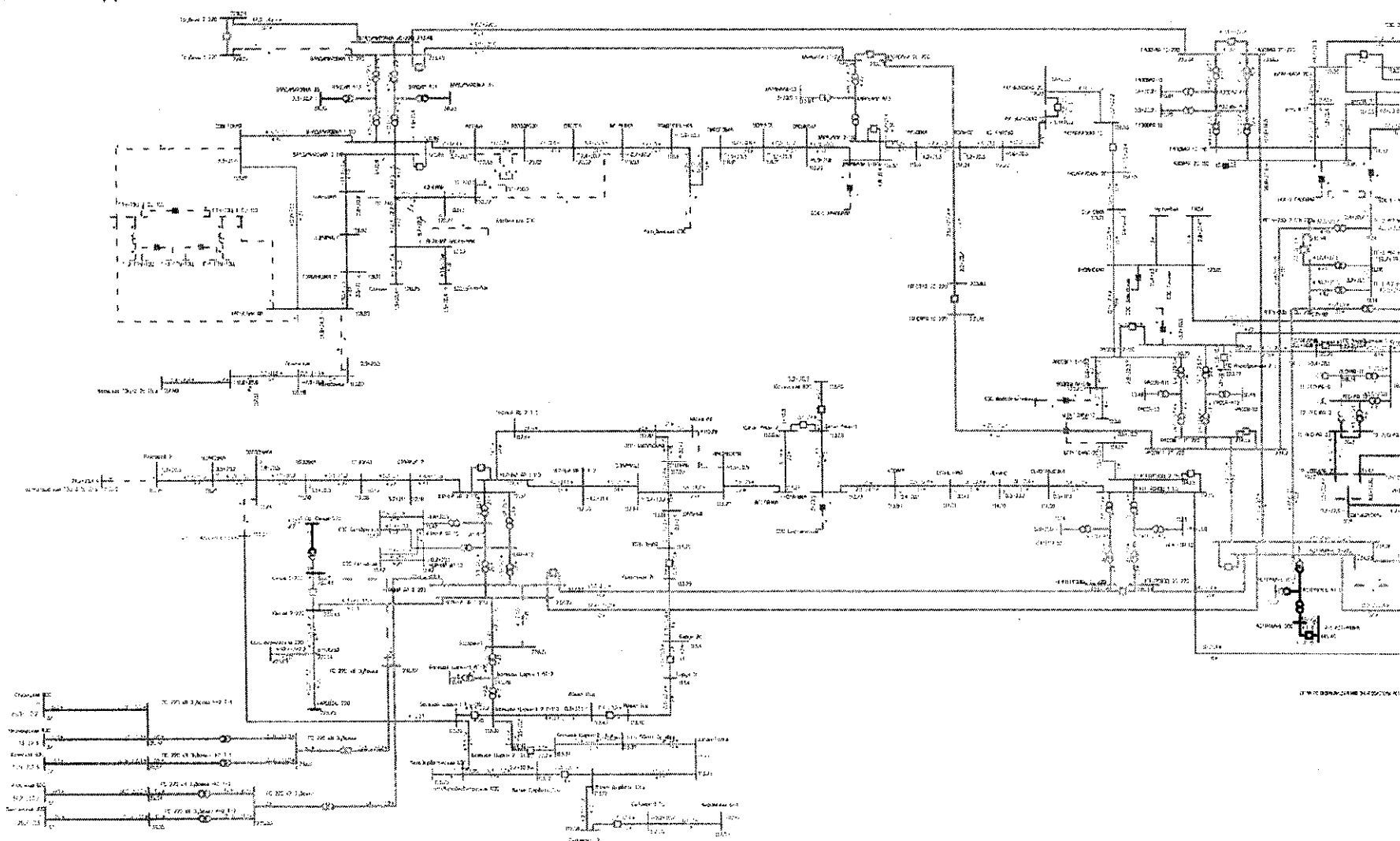


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+35 С). Потребление 647 МВт. Генерация 723,7 МВт. Ремонт В-110 АТ-1 на Астраханской ПГУ-235, аварийное отключение ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

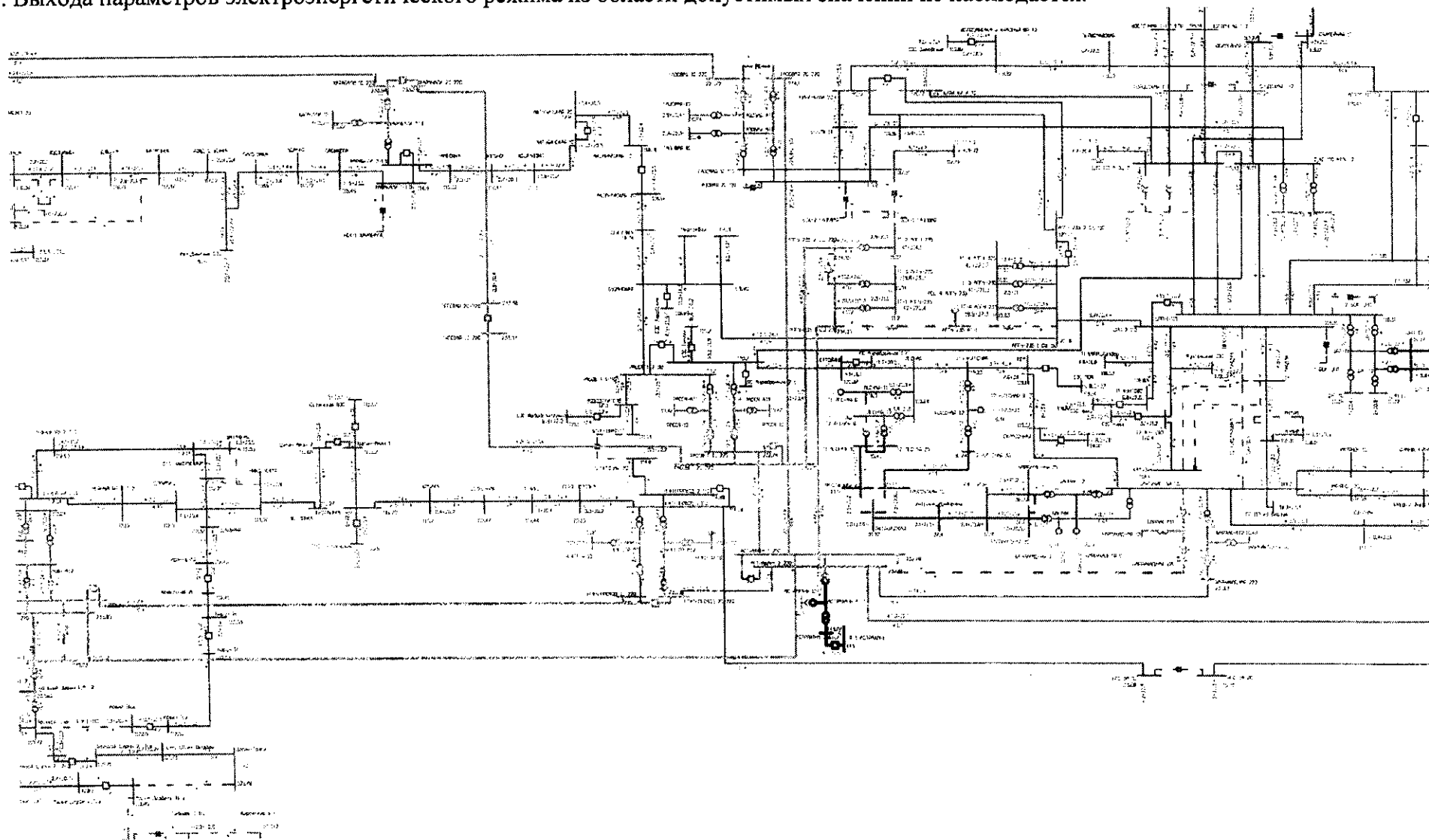


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+35 С). Потребление 647 МВт. Генерация 723,7 МВт. Ремонт В 220 АТ-3 ПС 220 кВ Харабали, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бузанская – Сеитовка (ВЛ 110 кВ 419). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

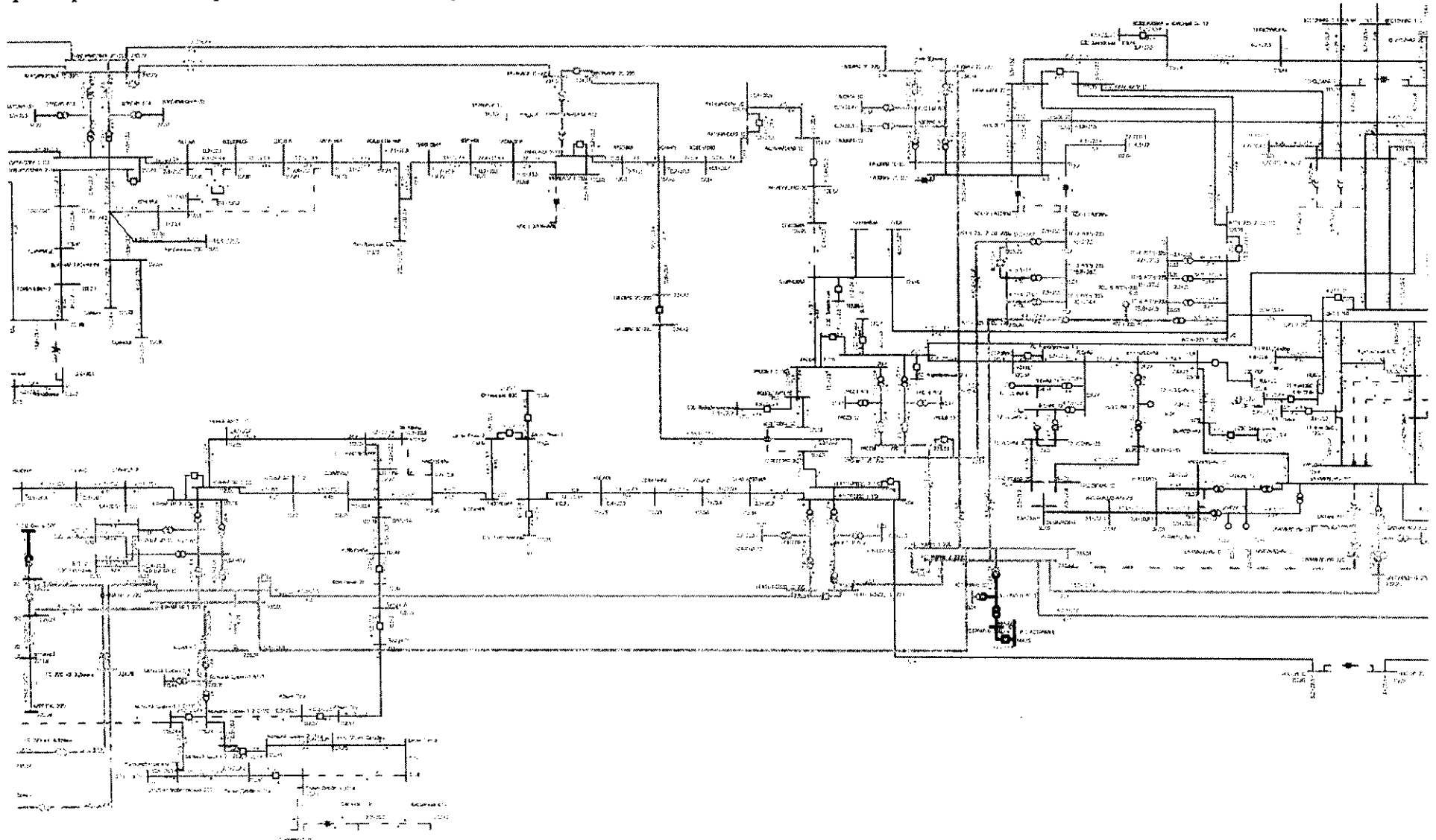


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+35 С). Потребление 647 МВт. Генерация 723,7 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Тяговая-1 – Рассвет, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная - Zubovka. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

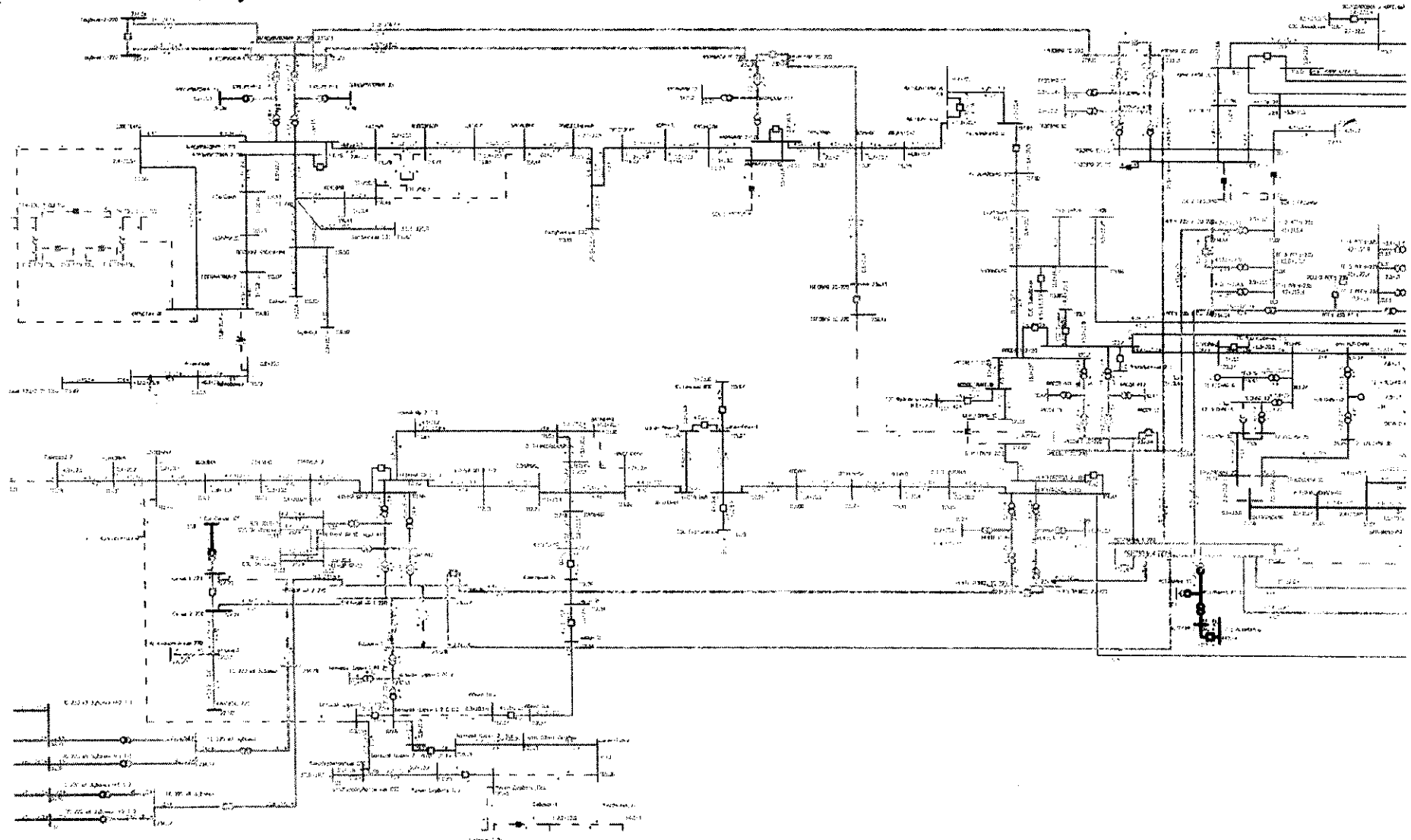


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+35 С). Потребление 647 МВт. Генерация 723,7 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №1, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

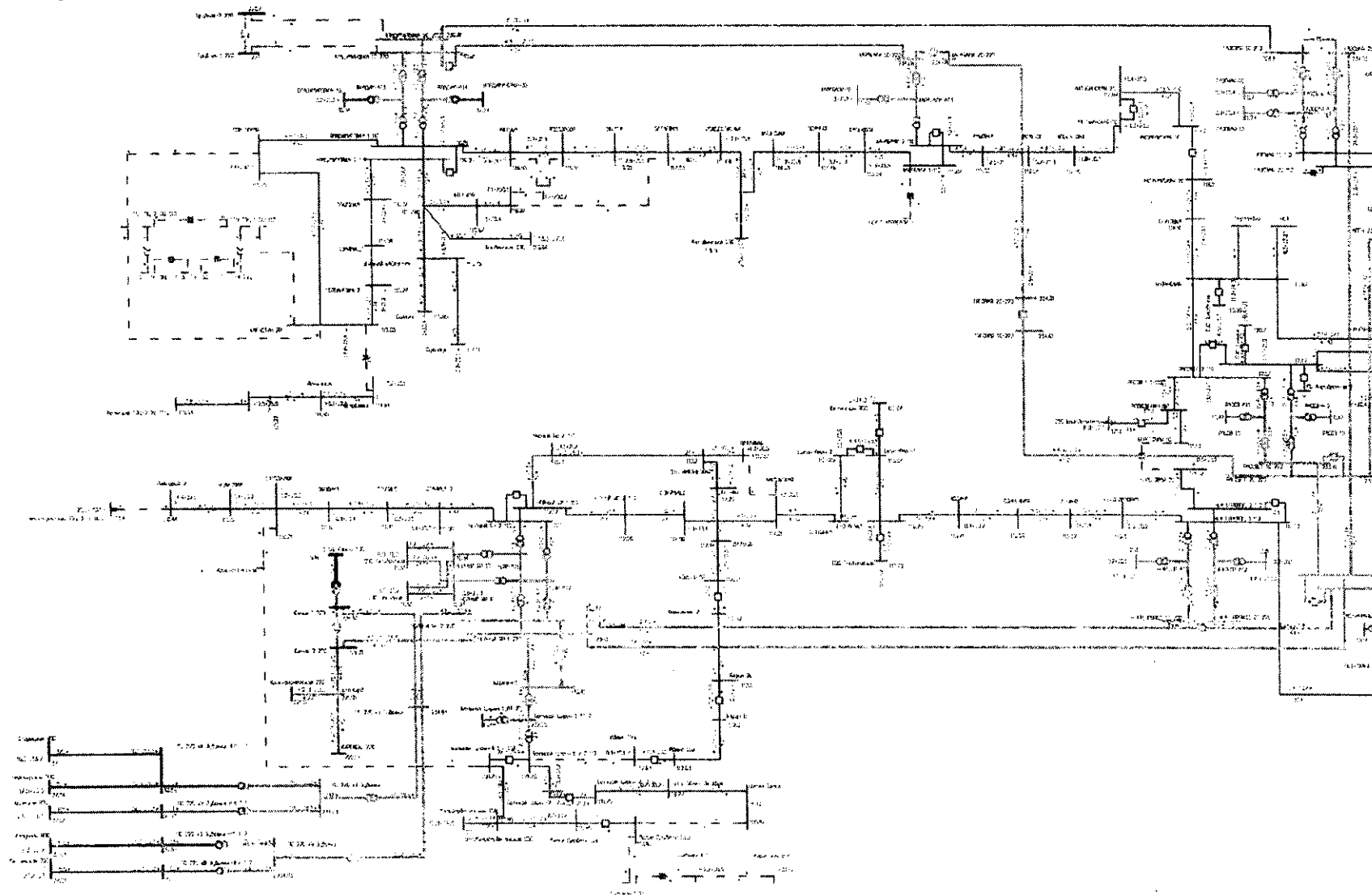


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 559 МВт. Генерация 700 МВт. Ремонт В-110 АТ-1 на Астраханской ПГУ-235, аварийное отключение ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается

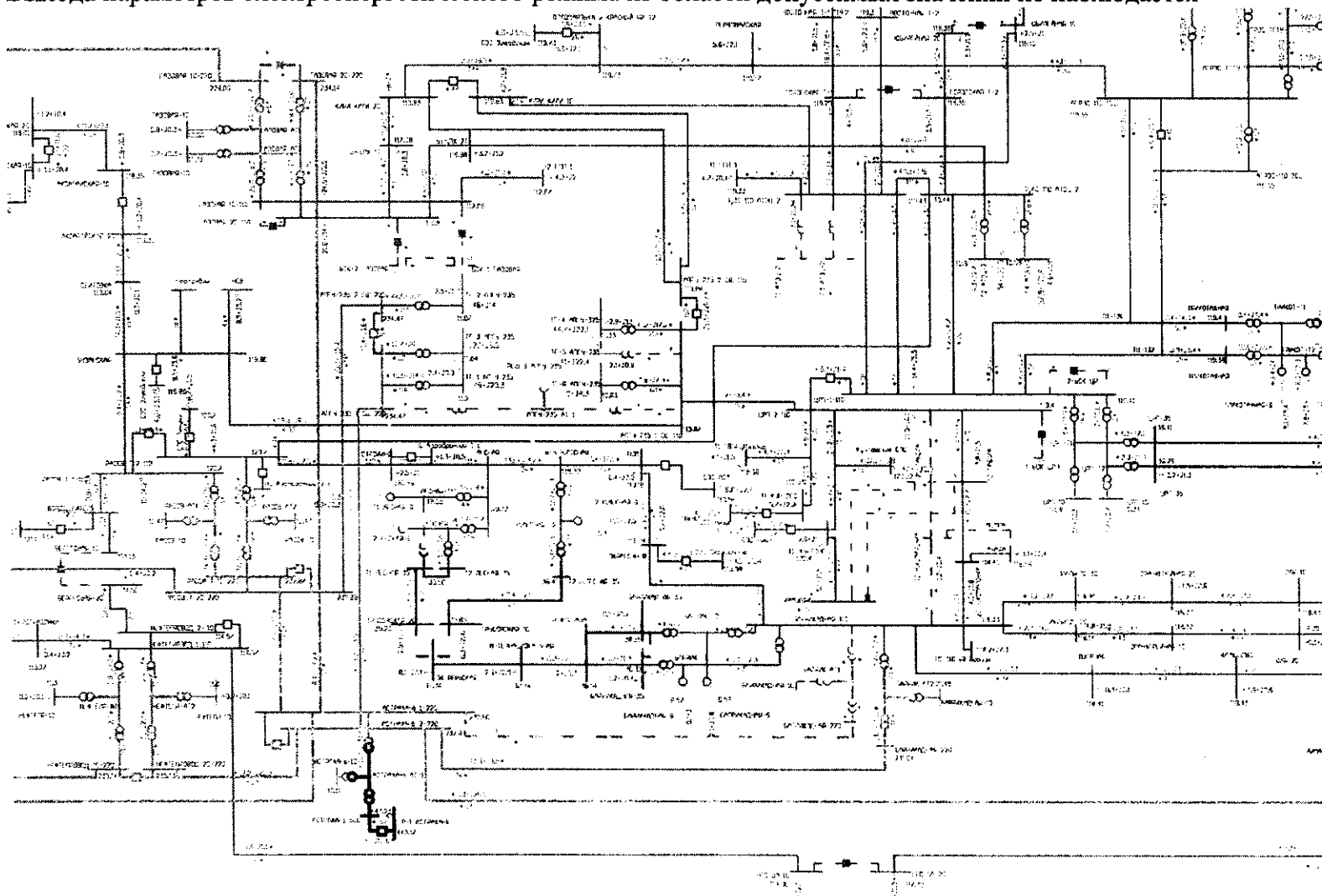


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 559 МВт. Генерация 700 МВт. Ремонт В 220 АТ-3 ПС 220 кВ Харабали, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бузанская – Сеитовка (ВЛ 110 кВ 419). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается

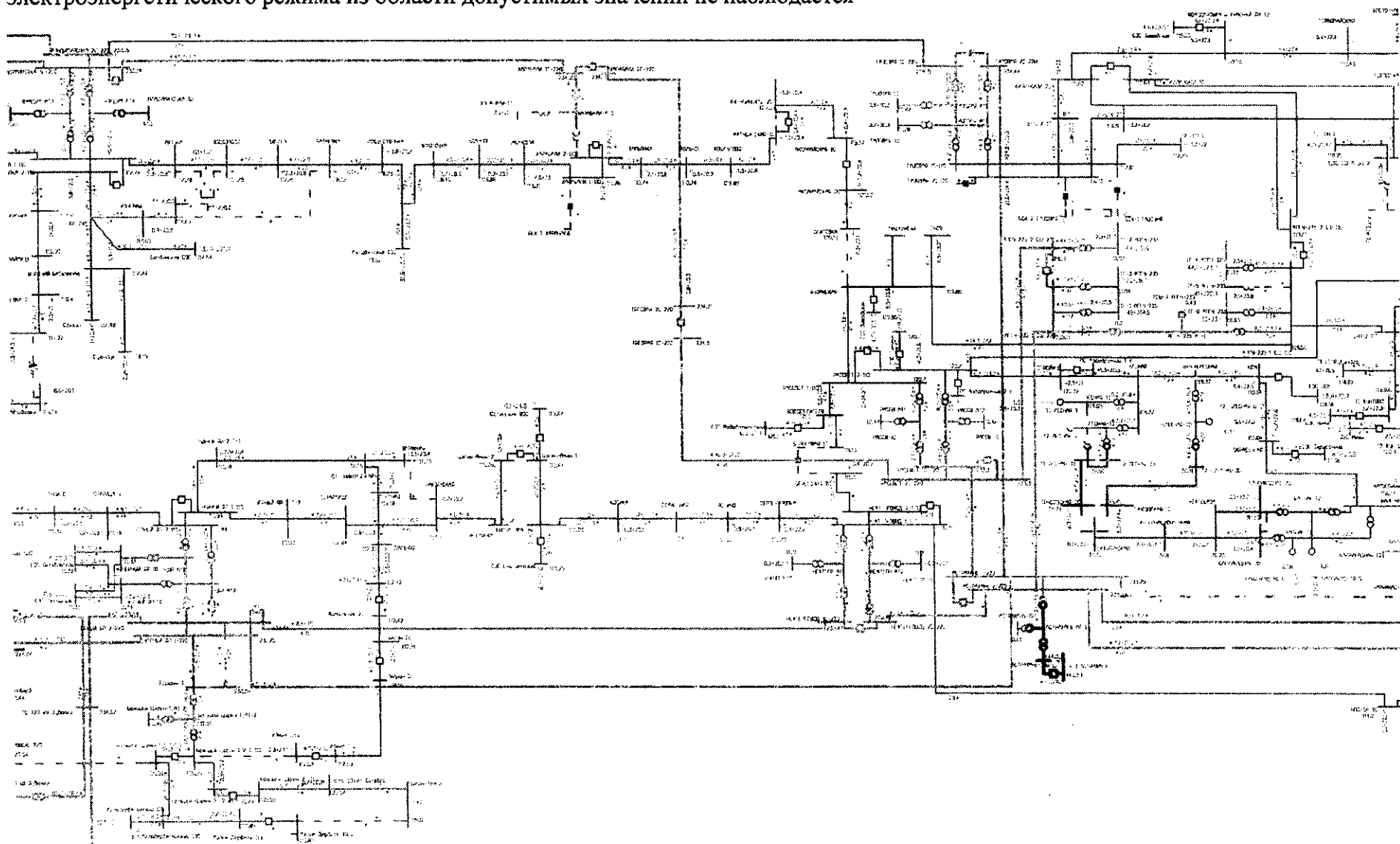


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 559 МВт. Генерация 700 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Тяговая-1 – Рассвет, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная - Zubovka. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

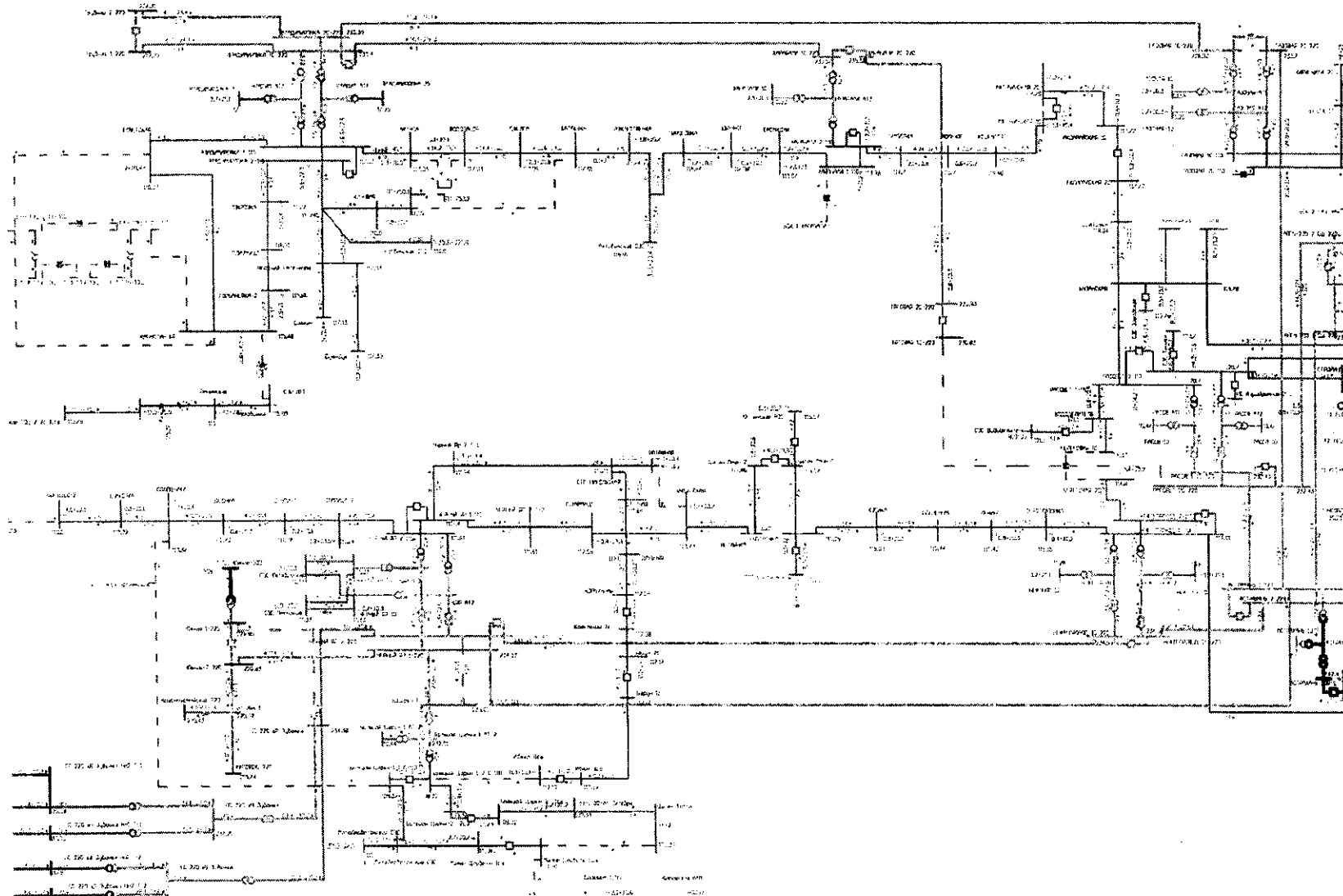


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 559 МВт. Генерация 700 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №1, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

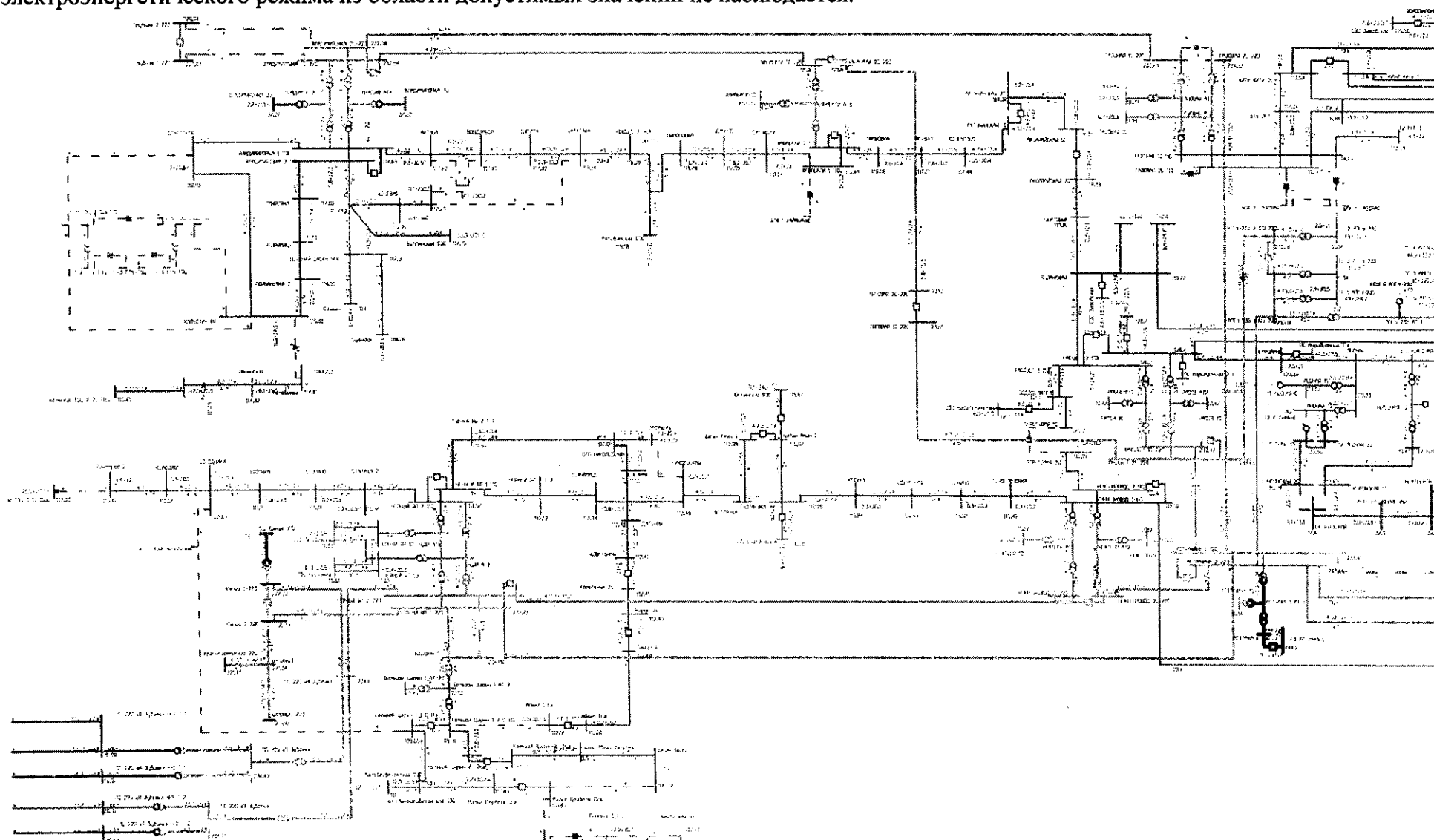


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 559 МВт. Генерация 700 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Астрахань – Лиман, МВ-110 ВЛ Зензели-2 на ПС 220 кВ Лиман и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная - Озёрная (ВЛ 110 кВ 138). По режиму включен СВ-110 кВ ПС 110 кВ А-НПС-5А. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

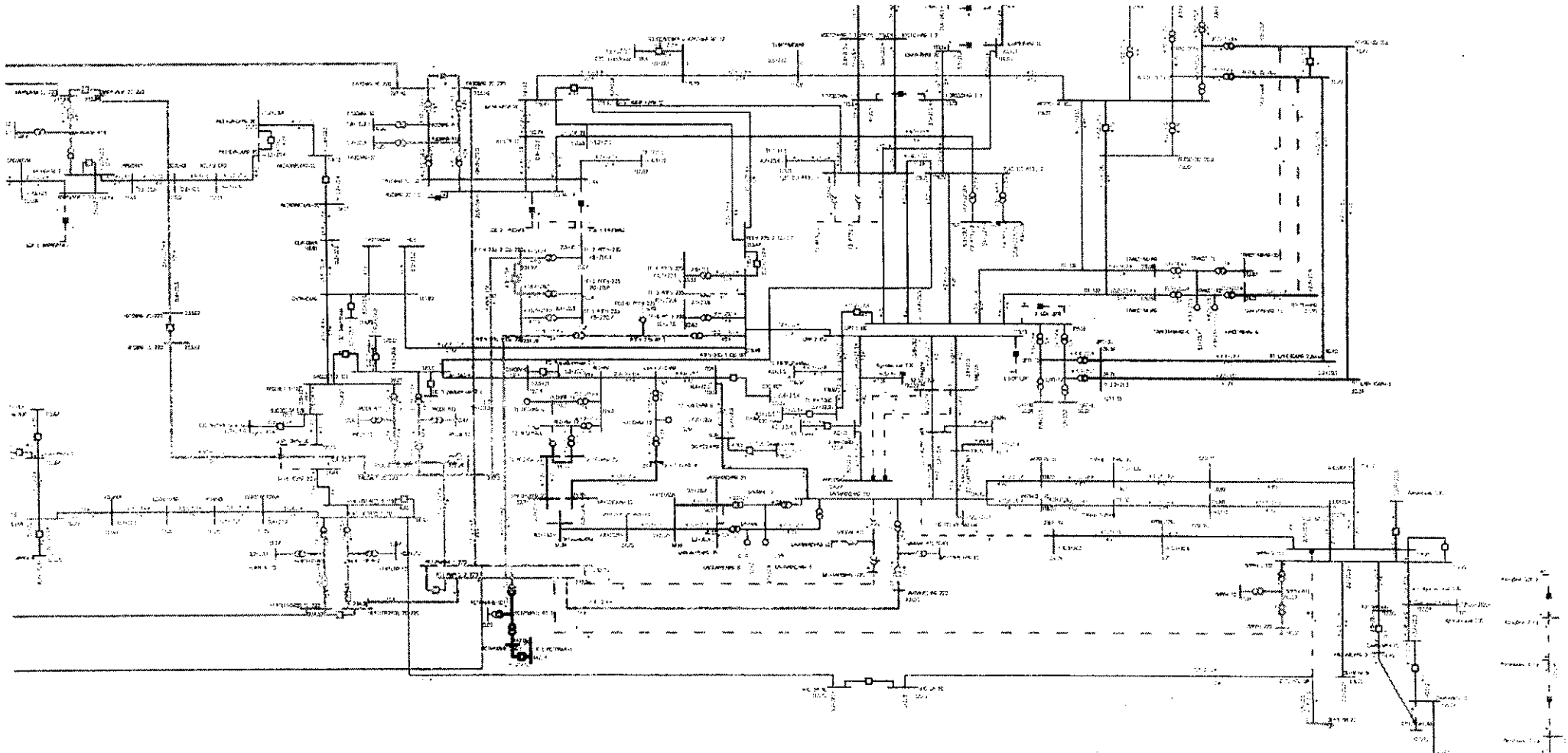


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 365 МВт. Генерация 436 МВт. Ремонт В-110 АТ-1 на Астраханской ПГУ-235, аварийное отключение ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

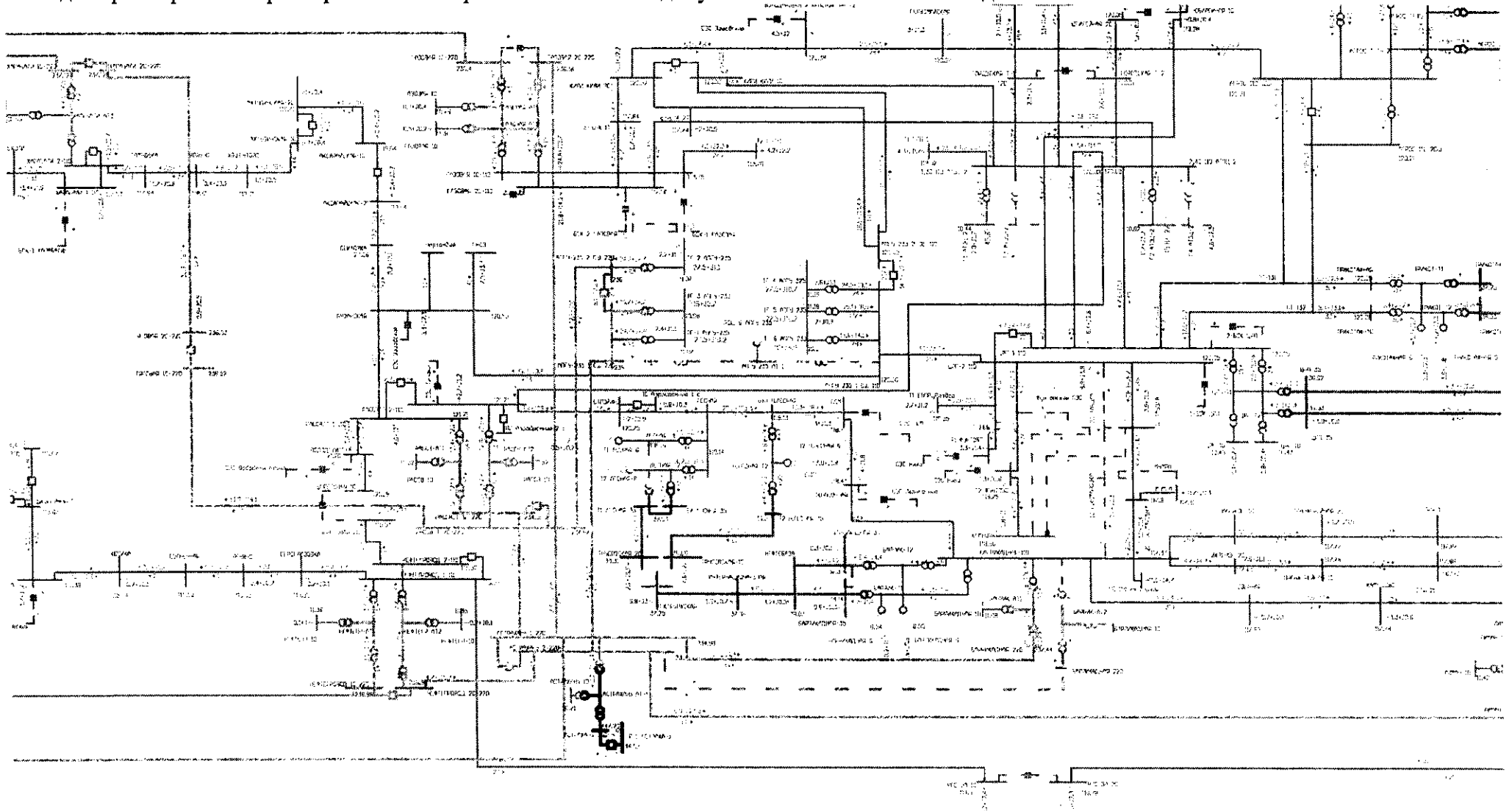


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 365 МВт. Генерация 436 МВт. Ремонт АТ-3 ПС 220 кВ Харабали, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бузанская – Сеитовка (ВЛ 110 кВ 419). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

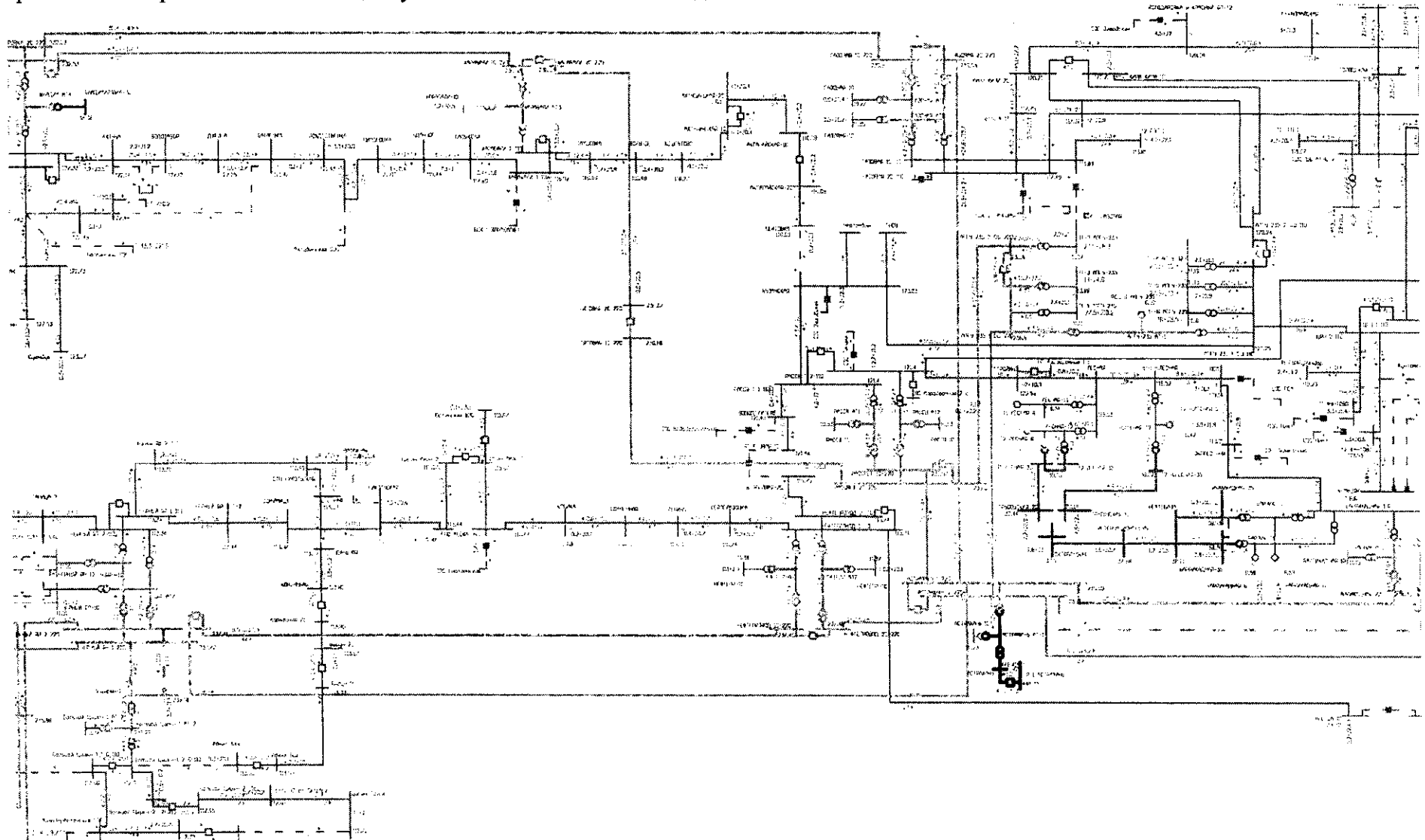


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 365 МВт. Генерация 436 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Тяговая-1 – Рассвет, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная - Зубовка. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

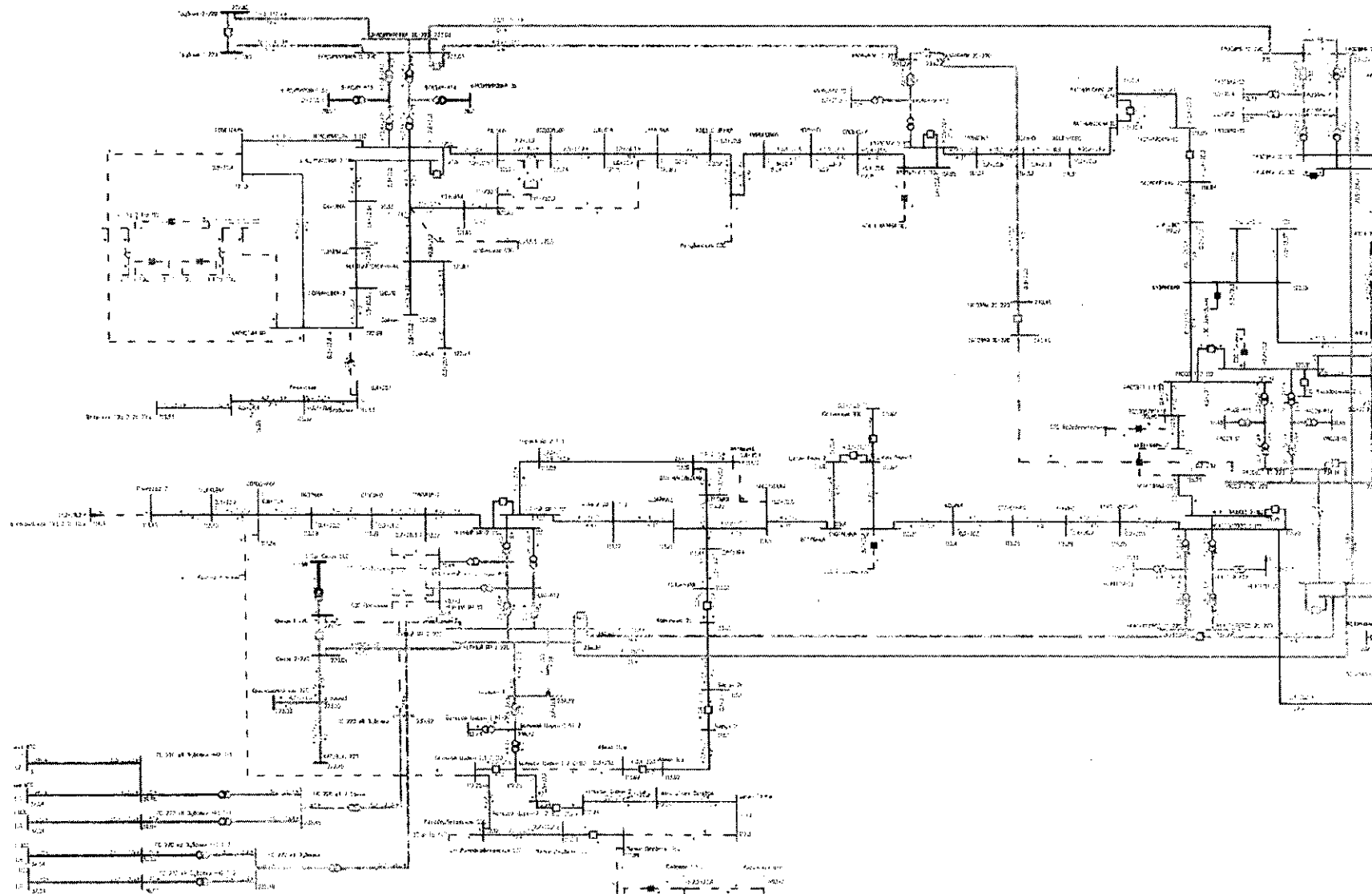


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2023 года (+26 С). Потребление 365 МВт. Генерация 436 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №1, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №2. По режиму включена ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ №297). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

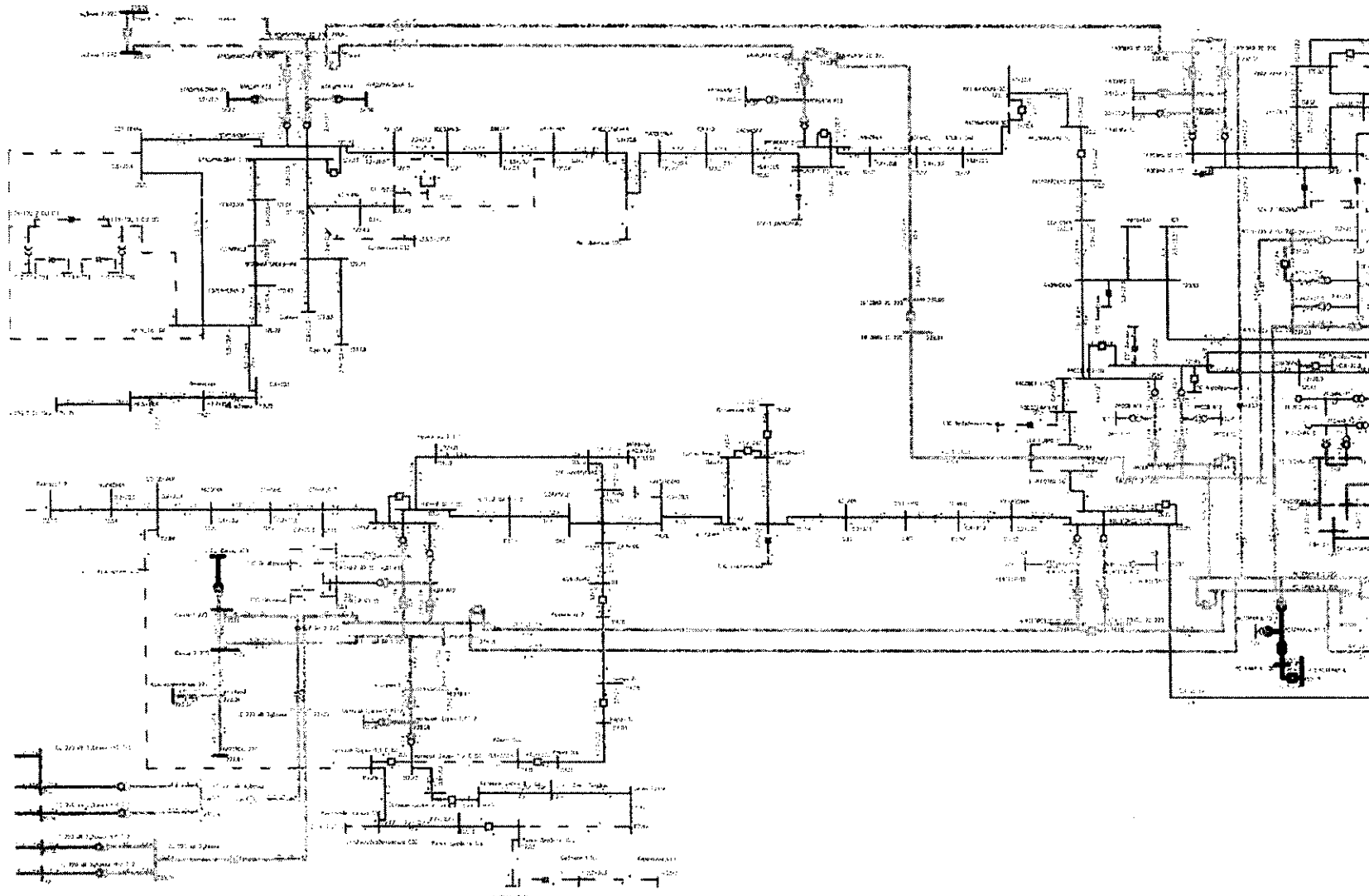


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2023 года (+26 °C). Потребление 365 МВт. Генерация 436 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Астрахань – Лиман, МВ-110 ВЛ Зензели-2 на ПС 220 кВ Лиман и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная - Озёрная (ВЛ 110 кВ 138). По режиму включен СВ-110 кВ ПС 110 кВ А-НПС-5А. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

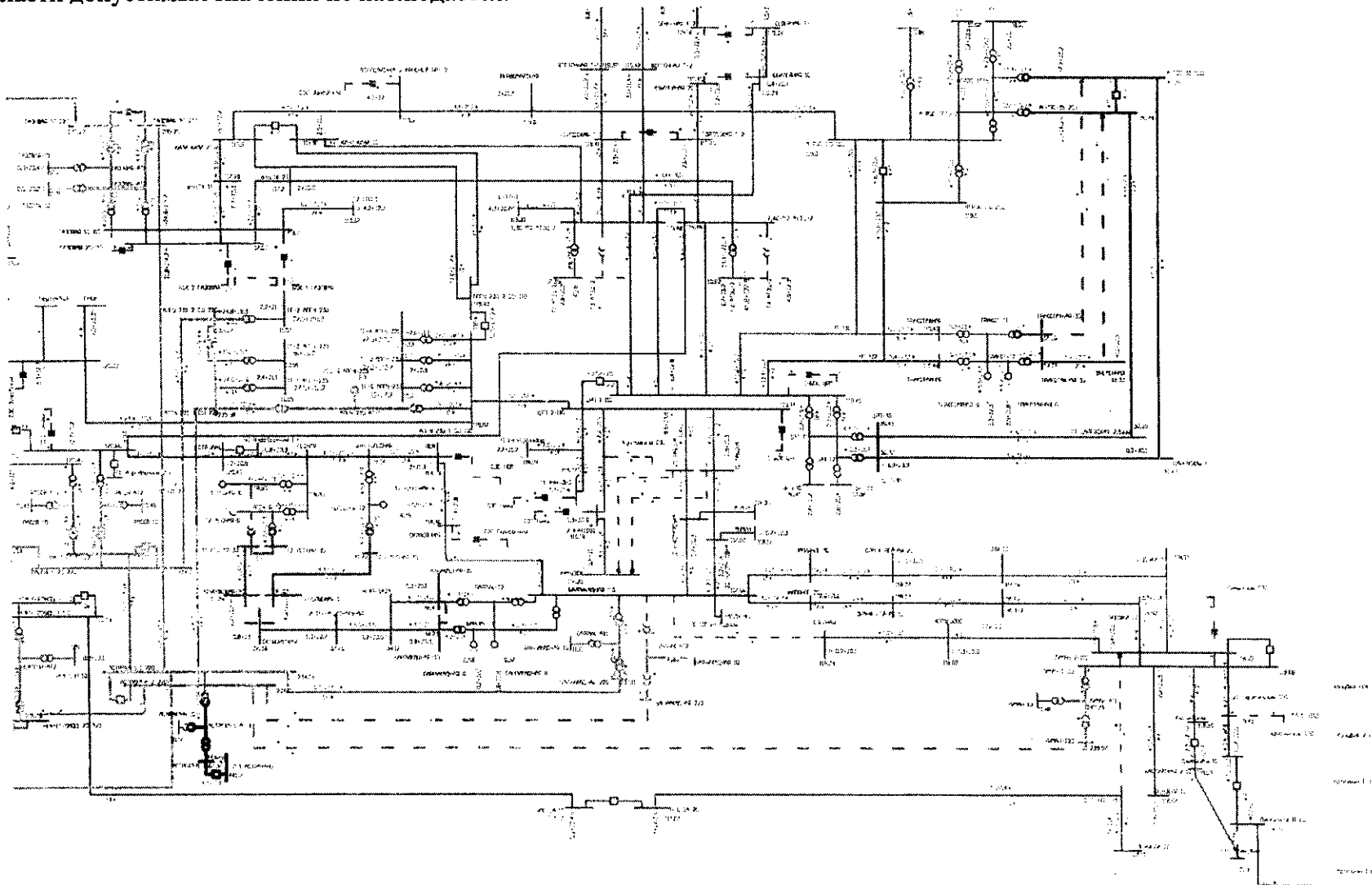


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Потребление 636 МВт. Генерация 1108 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. Ремонт АТ-4 ПС 220 кВ Владимировка, аварийное отключение 2с. 220 кВ ПС 220 кВ Владимировка. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

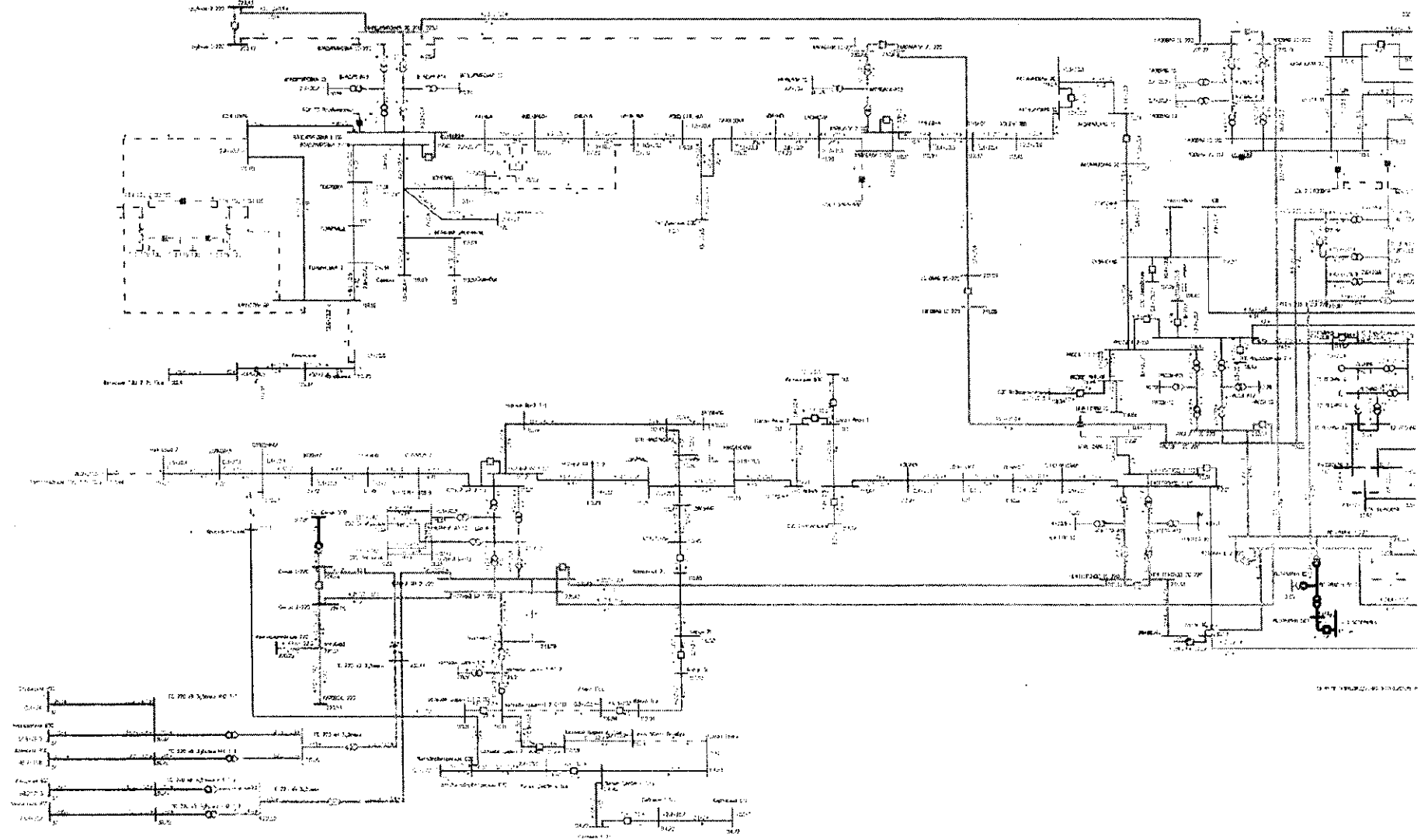


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Потребление 636 МВт. Генерация 1108 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №1, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная – Зубовка. По режиму включены ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ №297) и СВЭ 220 кВ ПС 220 кВ Газовая. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

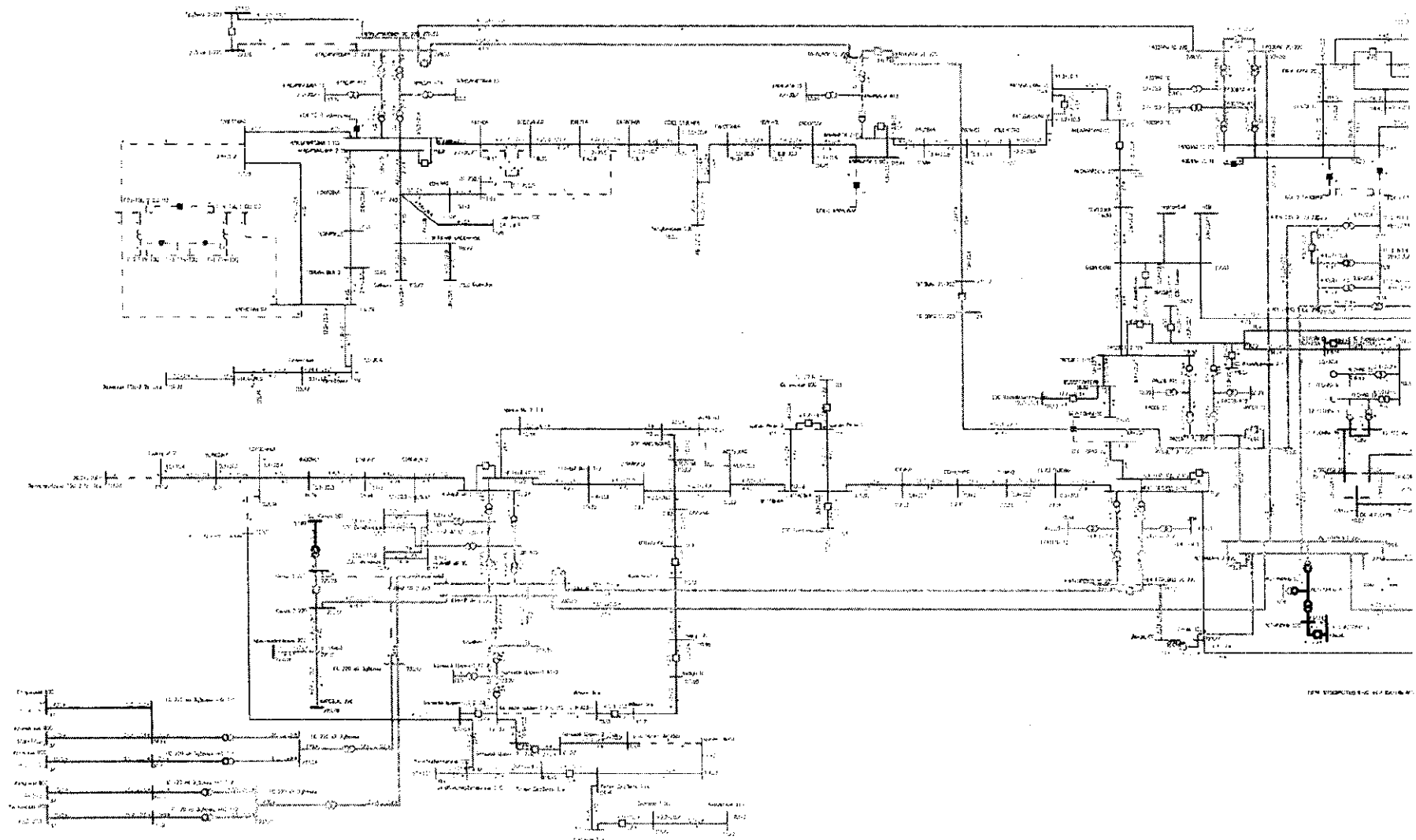


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Потребление 636 МВт. Генерация 1108 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Астрахань - Лиман, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Лиман – Камышово (ВЛ 110 кВ 136). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

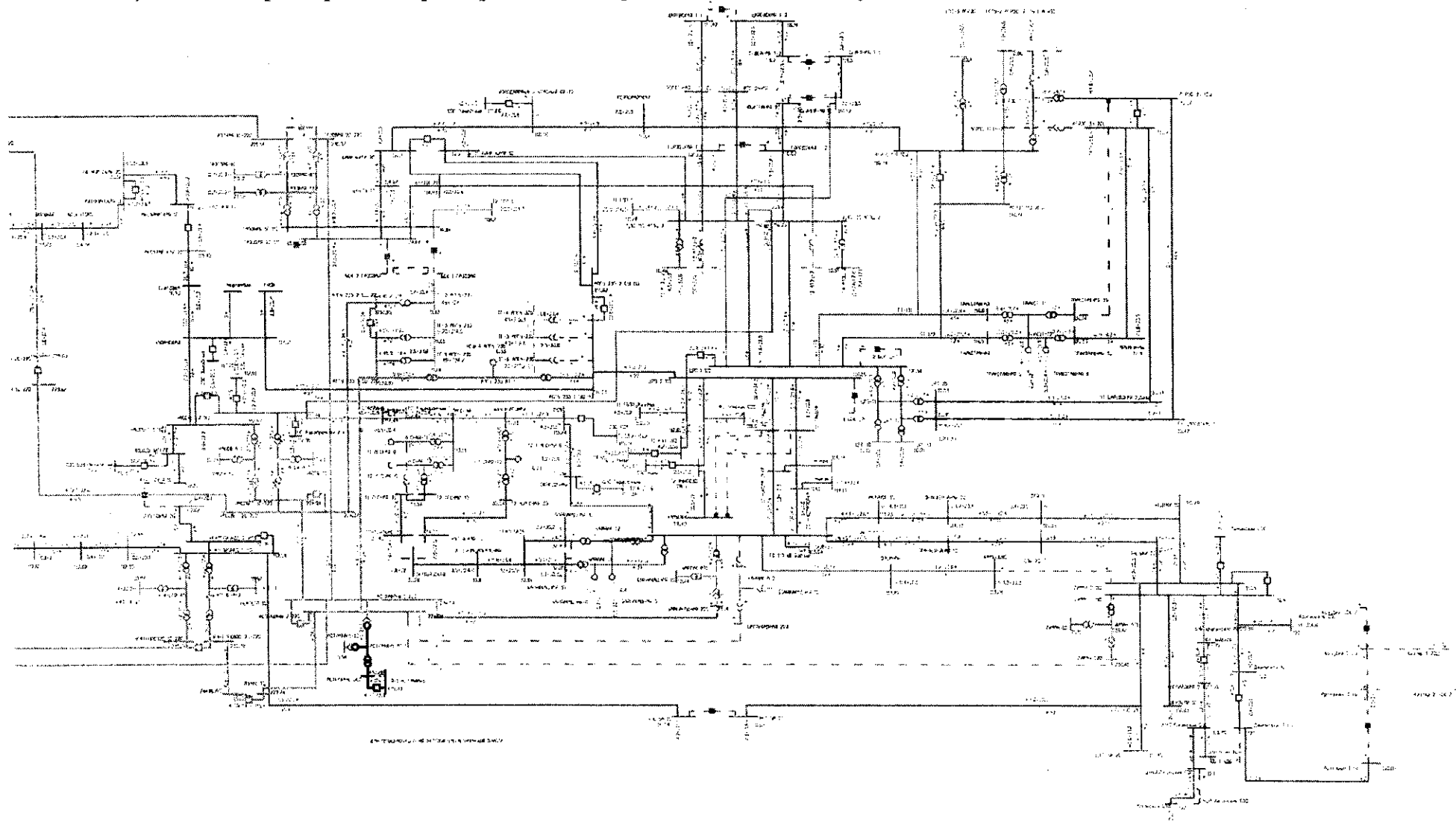


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Потребление 636 МВт. Генерация 1108 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. Ремонт ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №1 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 125), аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №2 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 126). В целях недопущения перегруза ВЛ 110 кВ Баррикадная – Озерная (ВЛ 110 кВ 138) необходимо ограничить суммарную генерацию Красинской СЭС и Лаганской СЭС (генерация не более 84 МВт). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

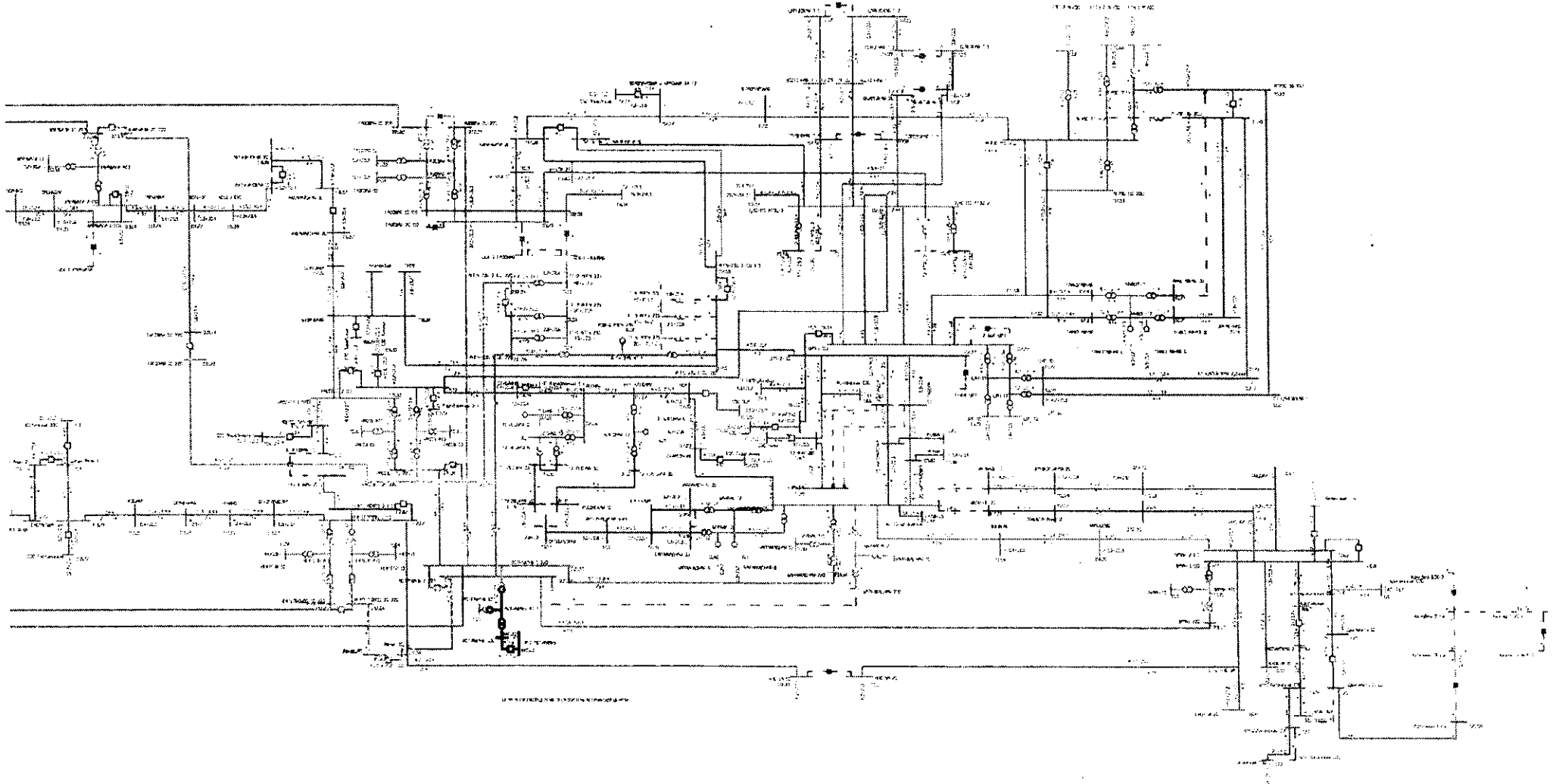


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (-21 С). Потребление 831 МВт. Генерация 1275 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. АТ-4 на ПС 220 кВ Владимировка, аварийное отключение 2с. 220 кВ ПС 220 кВ Владимировка. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

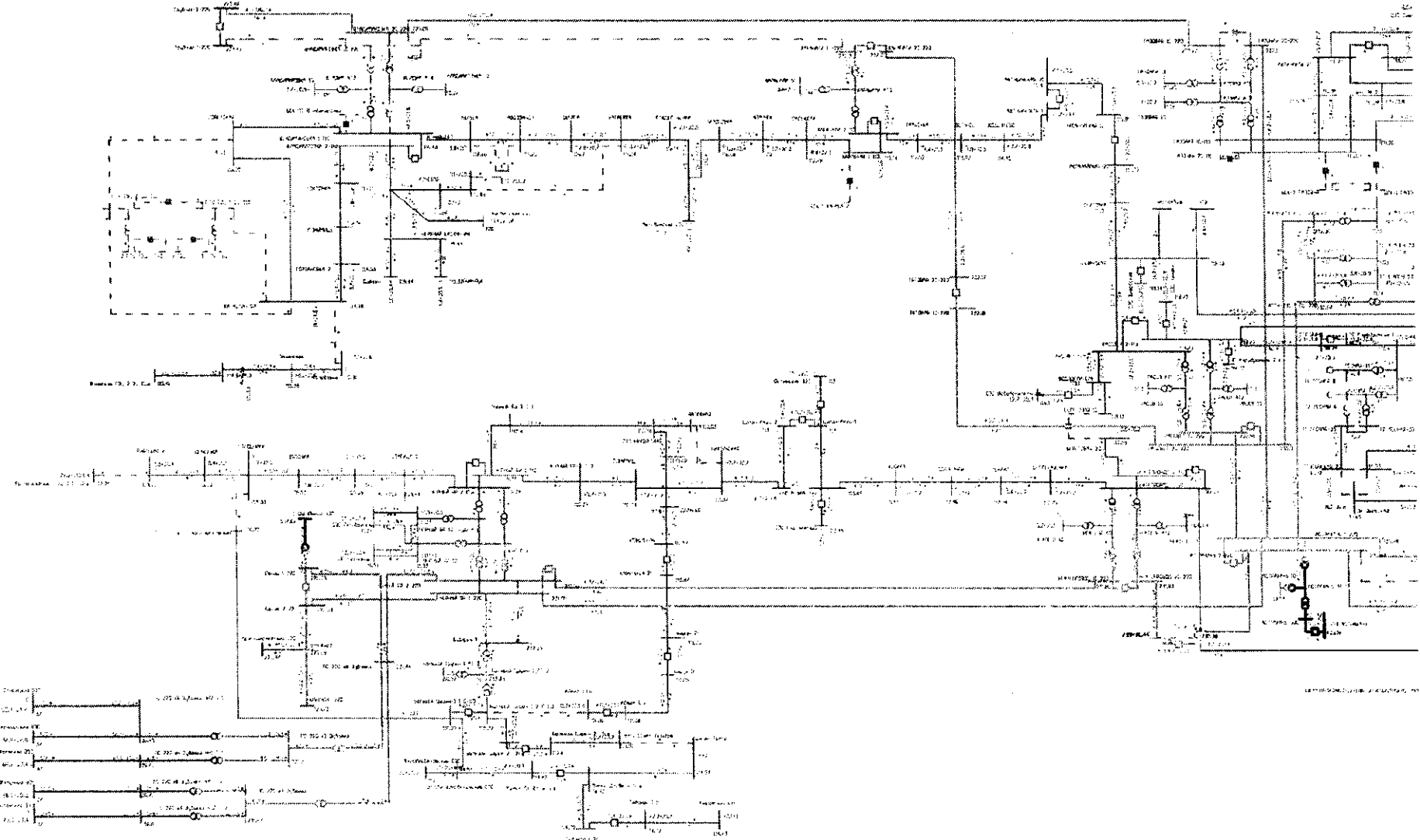


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (-21 С). Потребление 831 МВт. Генерация 1275 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Тяговая-1 – Рассвет, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная - Zubovka. По режиму включена СВЭ 220 кВ ПС 220 кВ Газовая. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

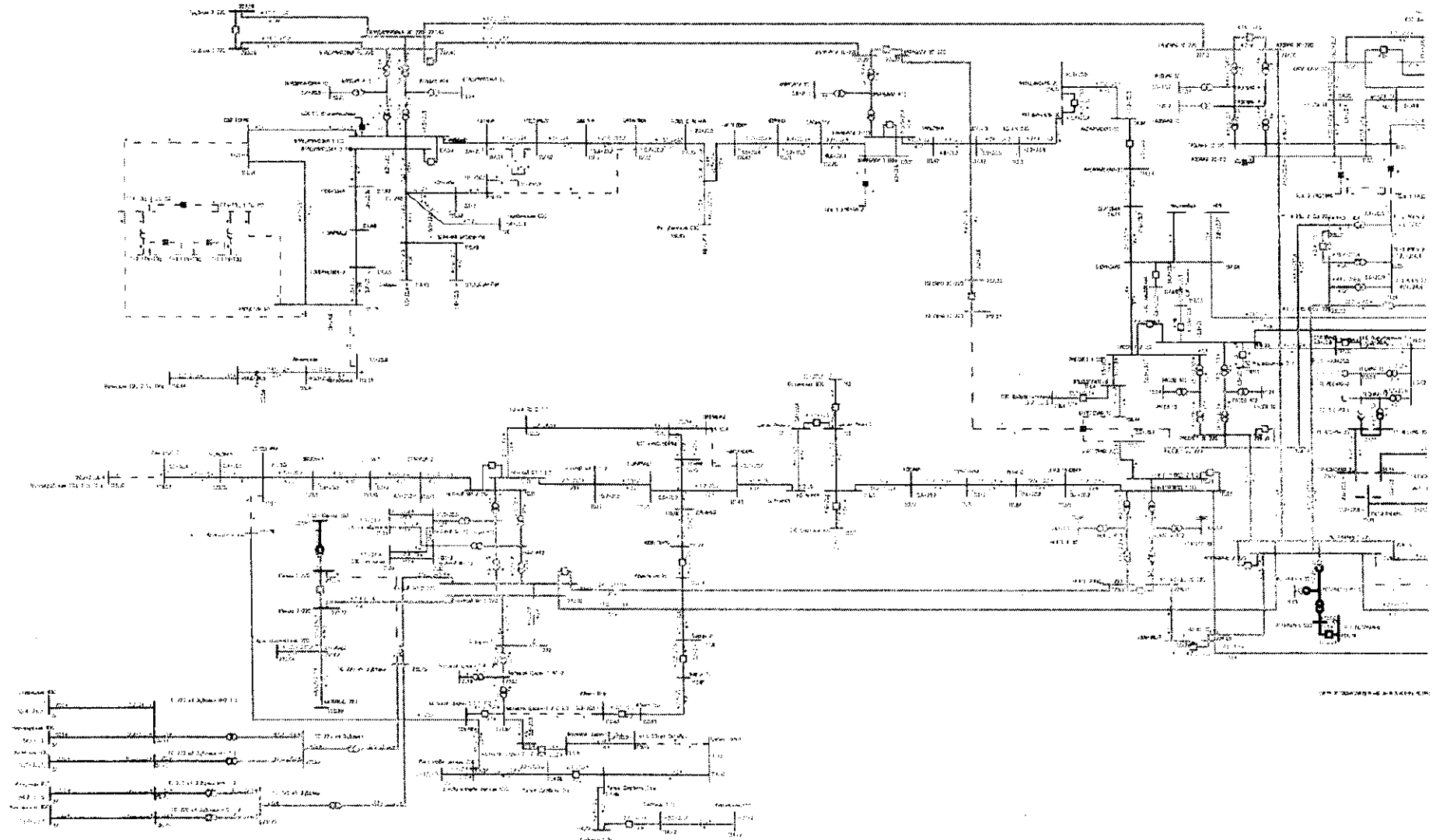


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (-21 С). Потребление 831 МВт. Генерация 1275 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Астрахань – Лиман, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №2 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 126). В целях недопущения перегруза ВЛ 110 кВ Баррикадная – Озерная (ВЛ 110 кВ 138) необходимо ограничить суммарную генерацию Красинской СЭС и Лаганской СЭС (генерация не более 75 МВт). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

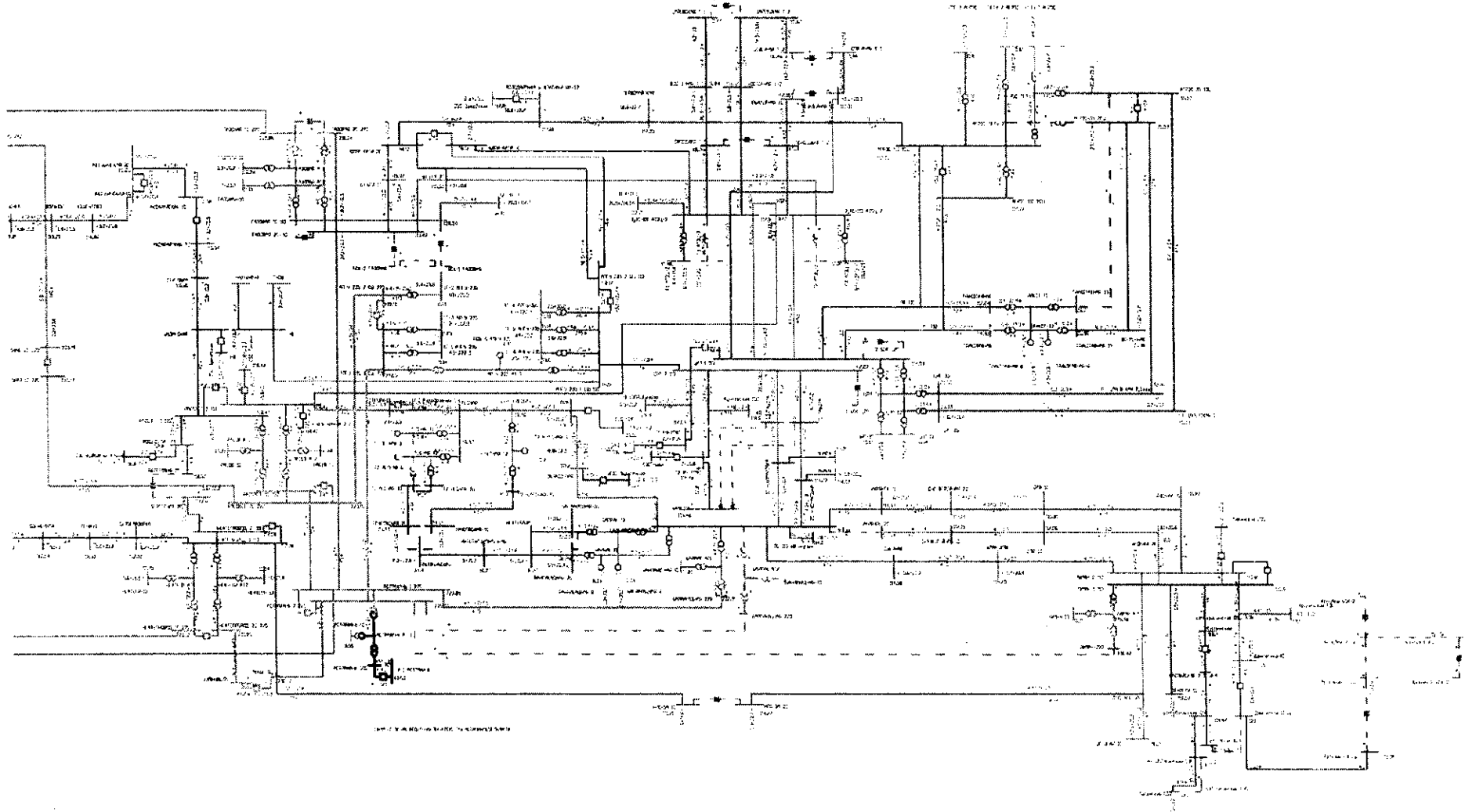


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2027 года (-21 С). Потребление 831 МВт. Генерация 1275 МВт, в том числе генерация ВИЭ 804,5 МВт. Ремонт ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №1 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 125), аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №2 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 126). По режиму – включен СВ-110 на ПС 110 кВ А-НПС-5А. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

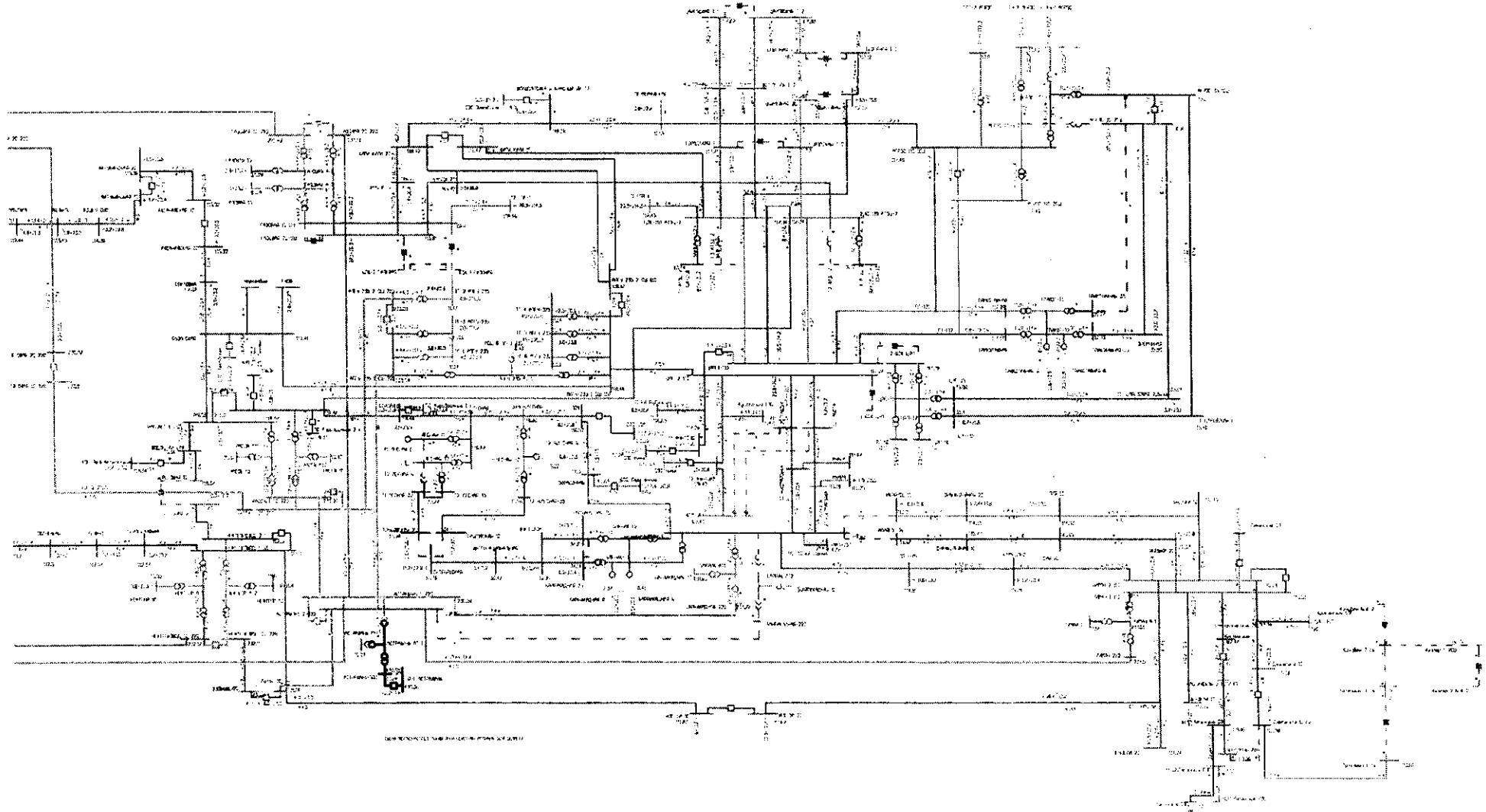


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Потребление 504 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт АТ-4 ПС 220 кВ Владимировка, аварийное отключение 1с. 220 кВ ПС 220 кВ Владимировка. По режиму включены ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ №297) и БСК-1 на ПС 220 кВ Владимировка. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

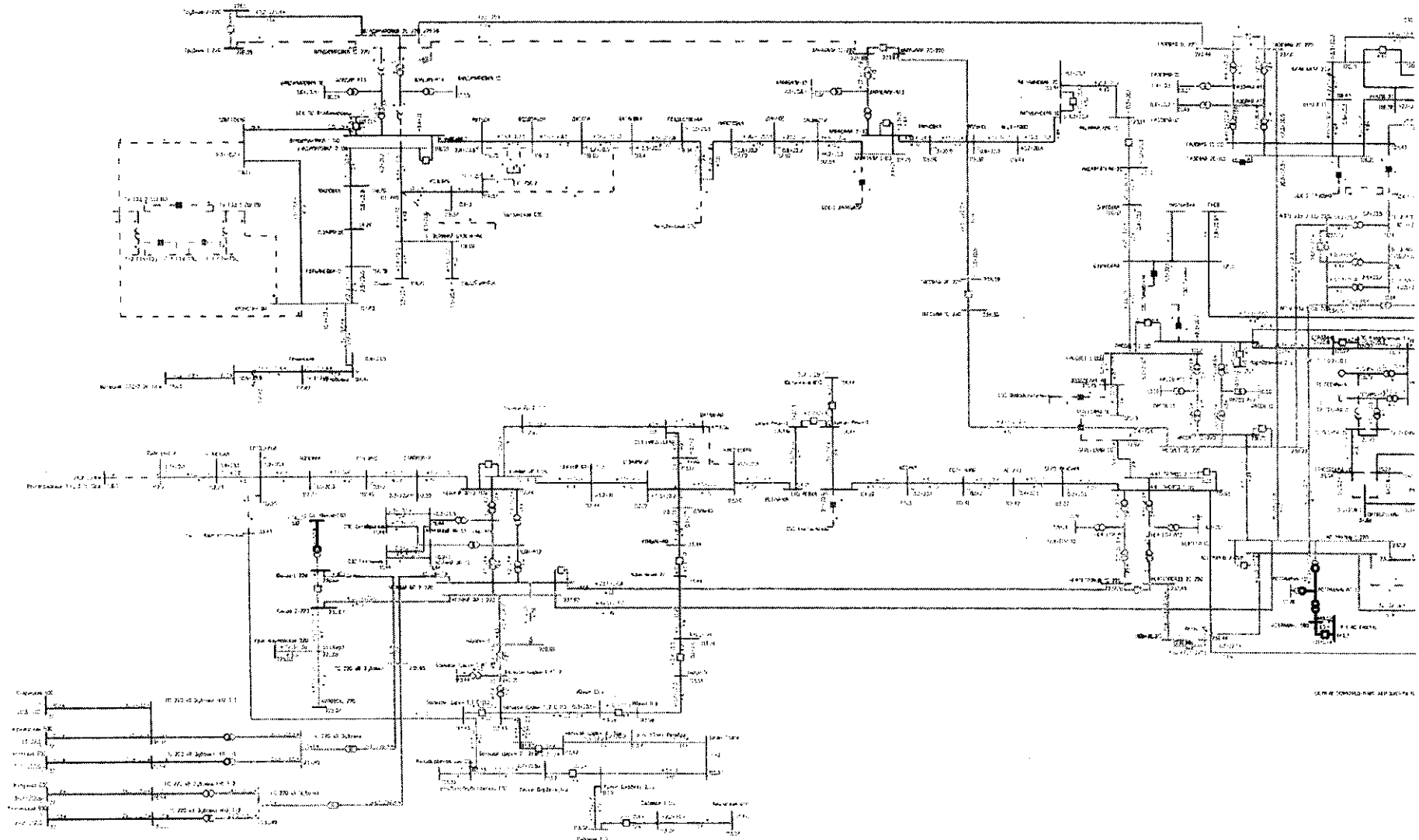


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Потребление 504 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Тяговая-1 - Рассвет, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная - Zubovka. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

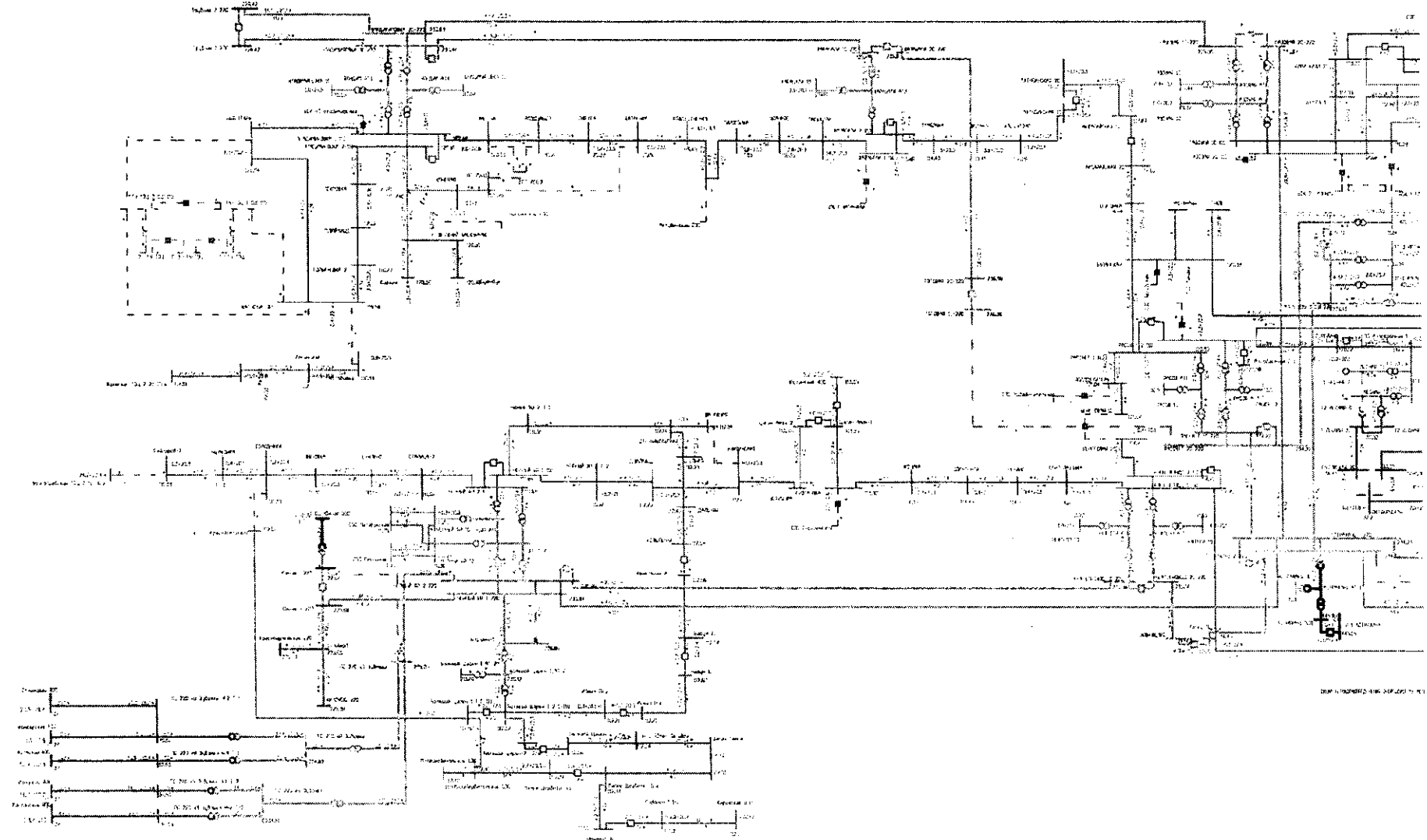


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Потребление 504 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №2 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 126), аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №1 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 125). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

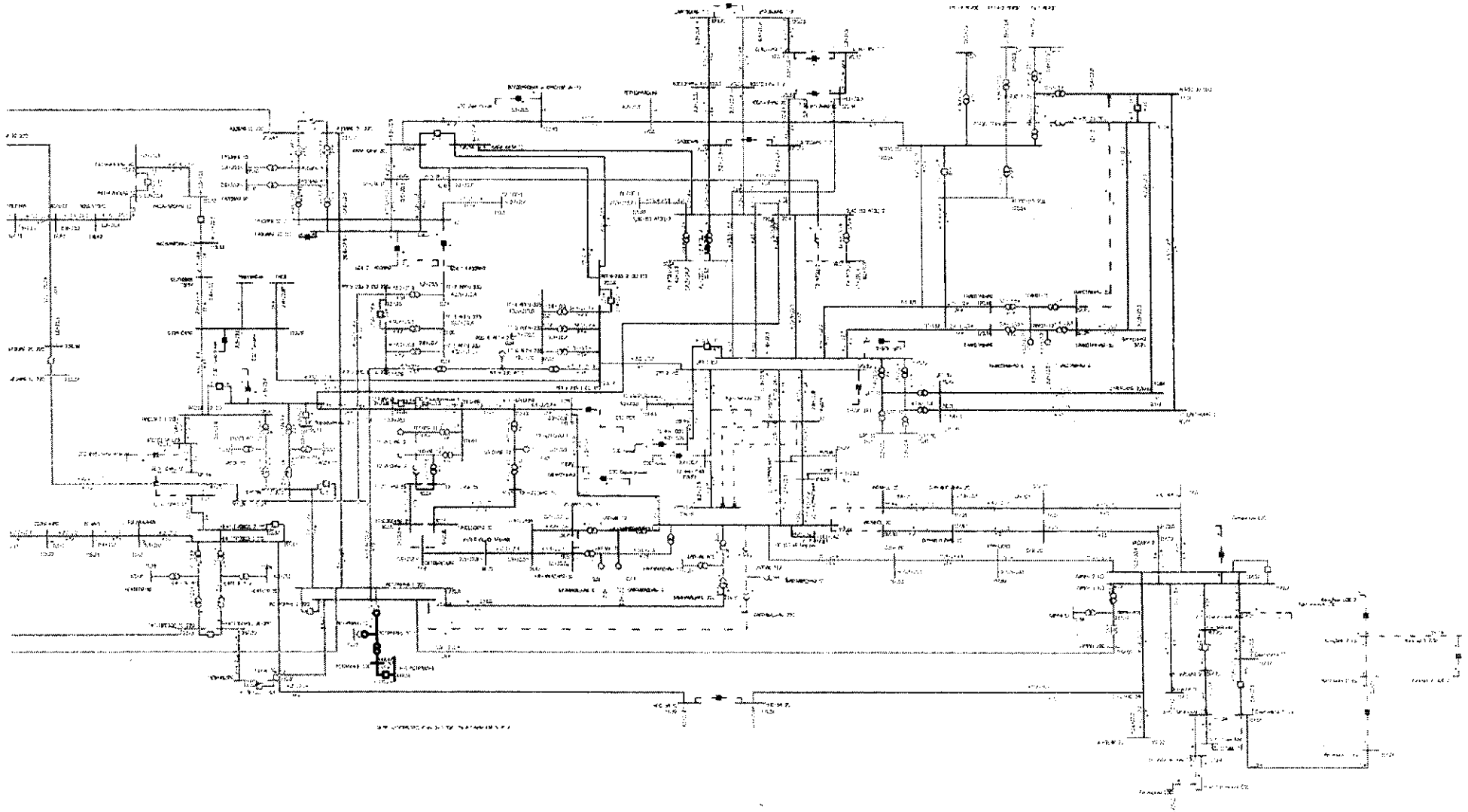


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (+10 С). Потребление 504 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Астрахань - Лиман, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Лиман – Камышово (ВЛ 110 кВ 136). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

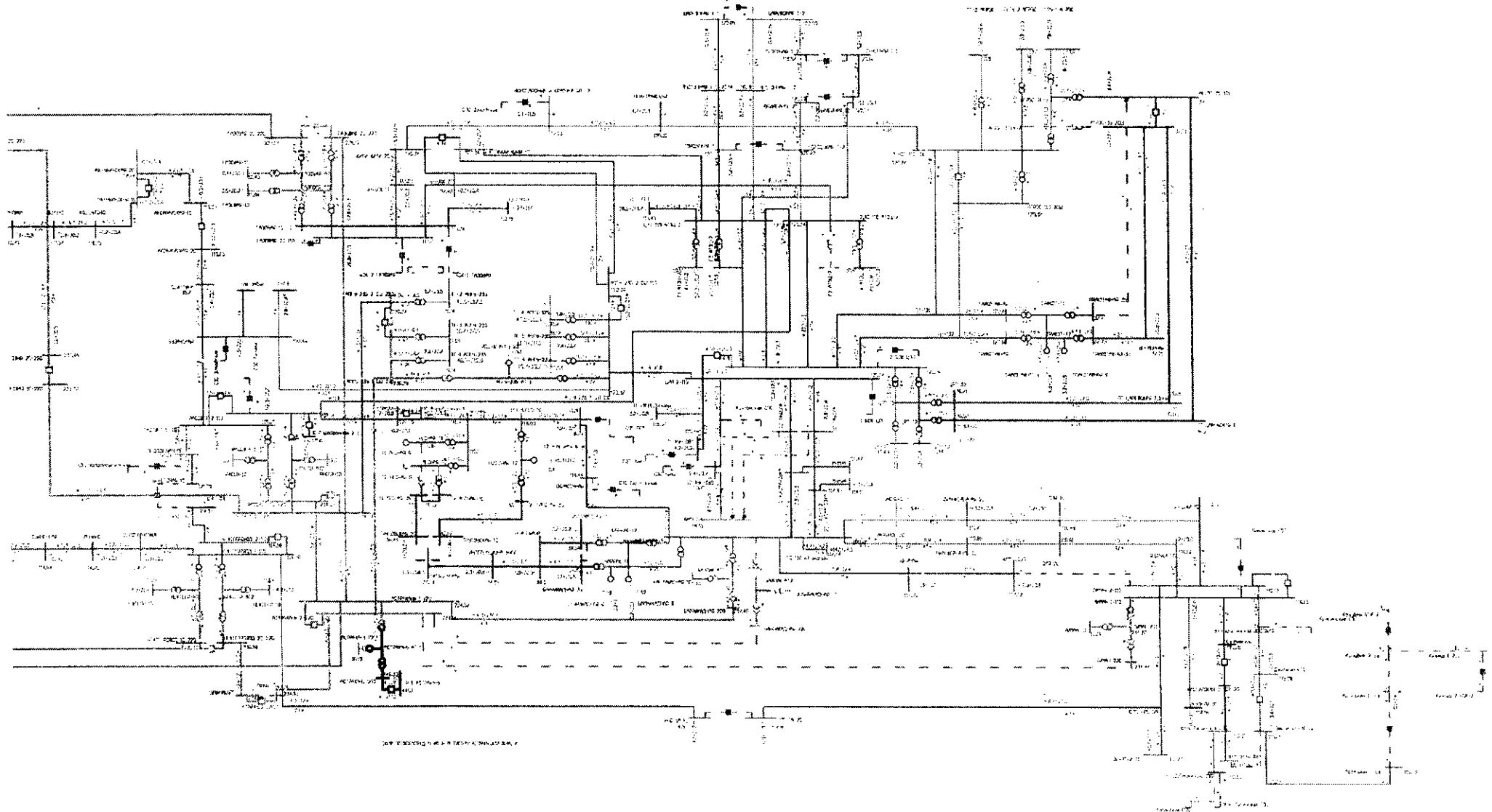


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (-21 С). Потребление 658 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт АТ-4 ПС 220 кВ Владимировка, аварийное отключение 1с. 220 кВ ПС 220 кВ Владимировка. По режиму включены БСК-1 на ПС 220 кВ Владимировка и ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ 297). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

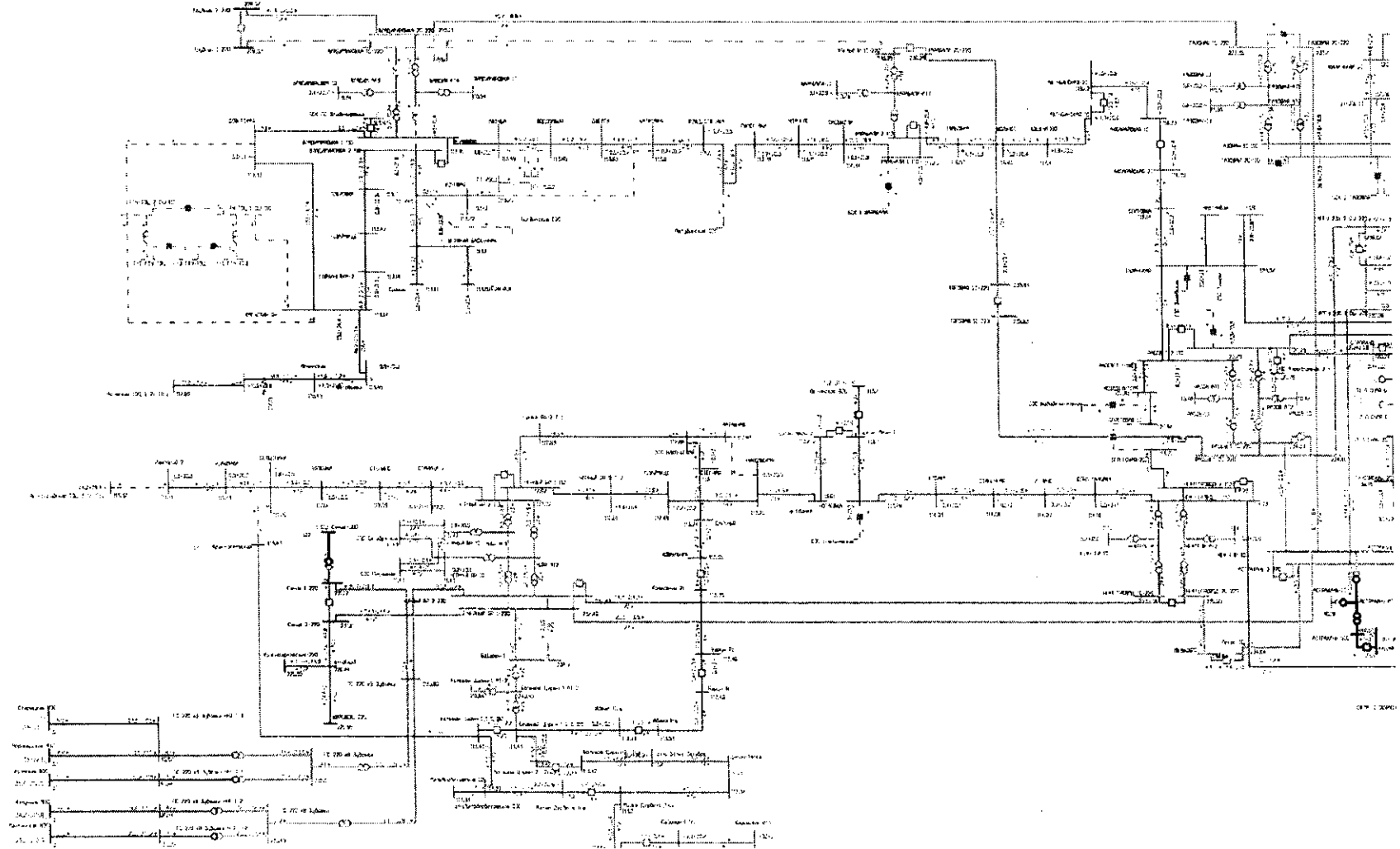


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (-21 С). Потребление 658 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Южная – Zubовка, аварийное отключение Трубная – Владимировка №1. По режиму включен СВЭ 220 кВ ПС 220 кВ Газовая. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

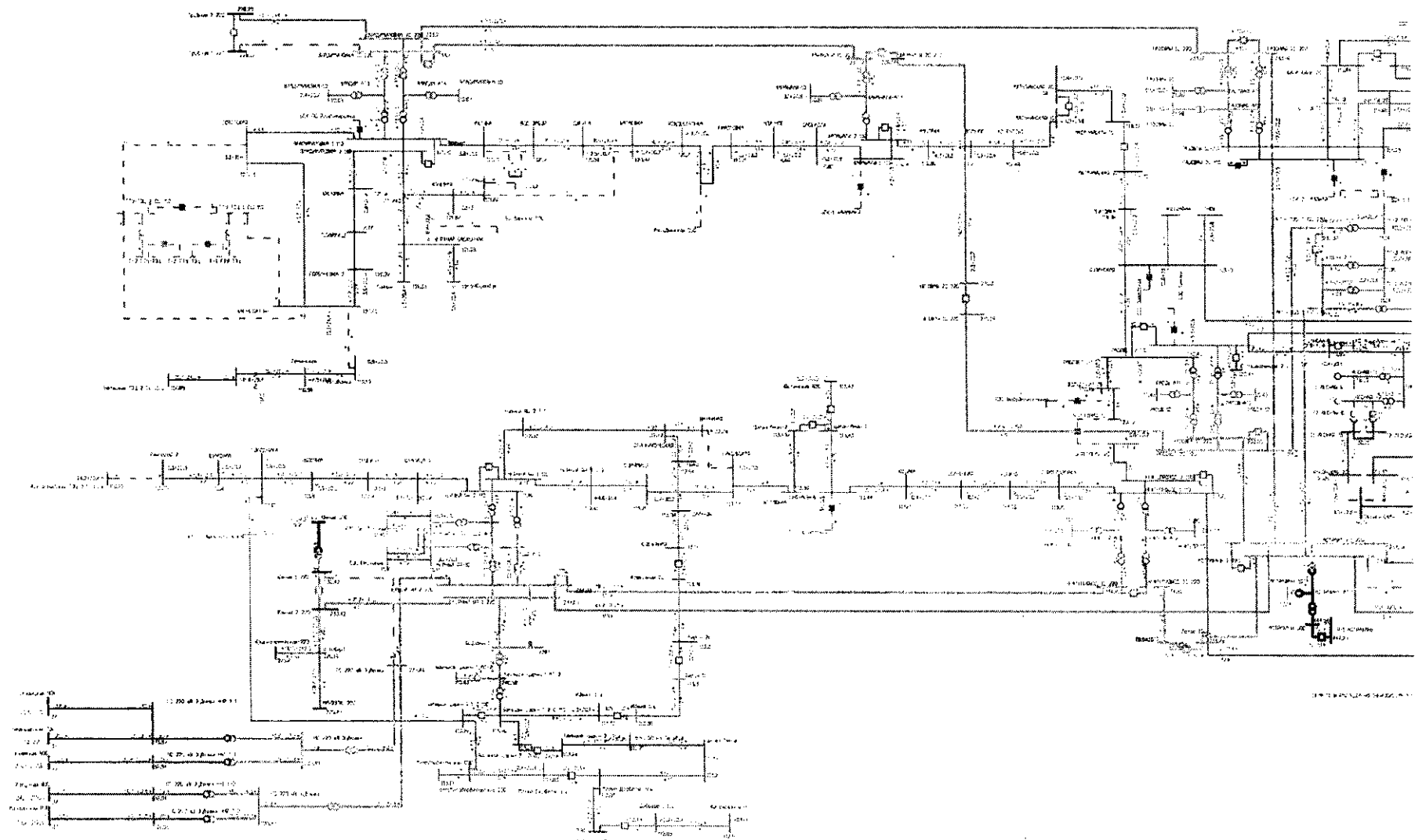


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (-21 С). Потребление 658 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Астрахань – Лиман, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №1 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 125). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

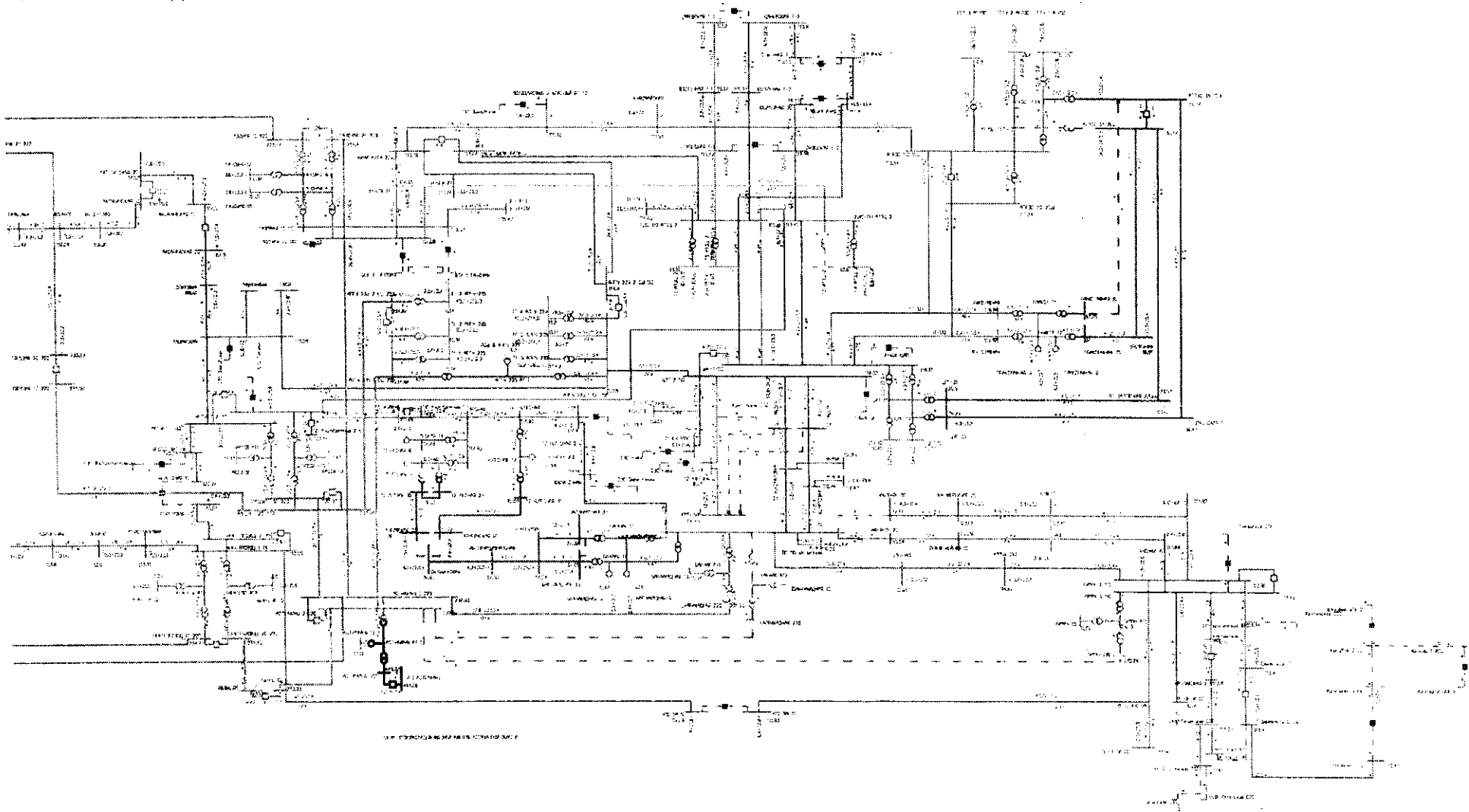


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2027 года (-21 С). Потребление 658 МВт. Генерация 638 МВт, в том числе генерация ВИЭ 139,4 МВт. Ремонт ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №2 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 126), аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная – Оранжевая №1 с отпайкой на ПС Икряное (ВЛ 110 кВ 125). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

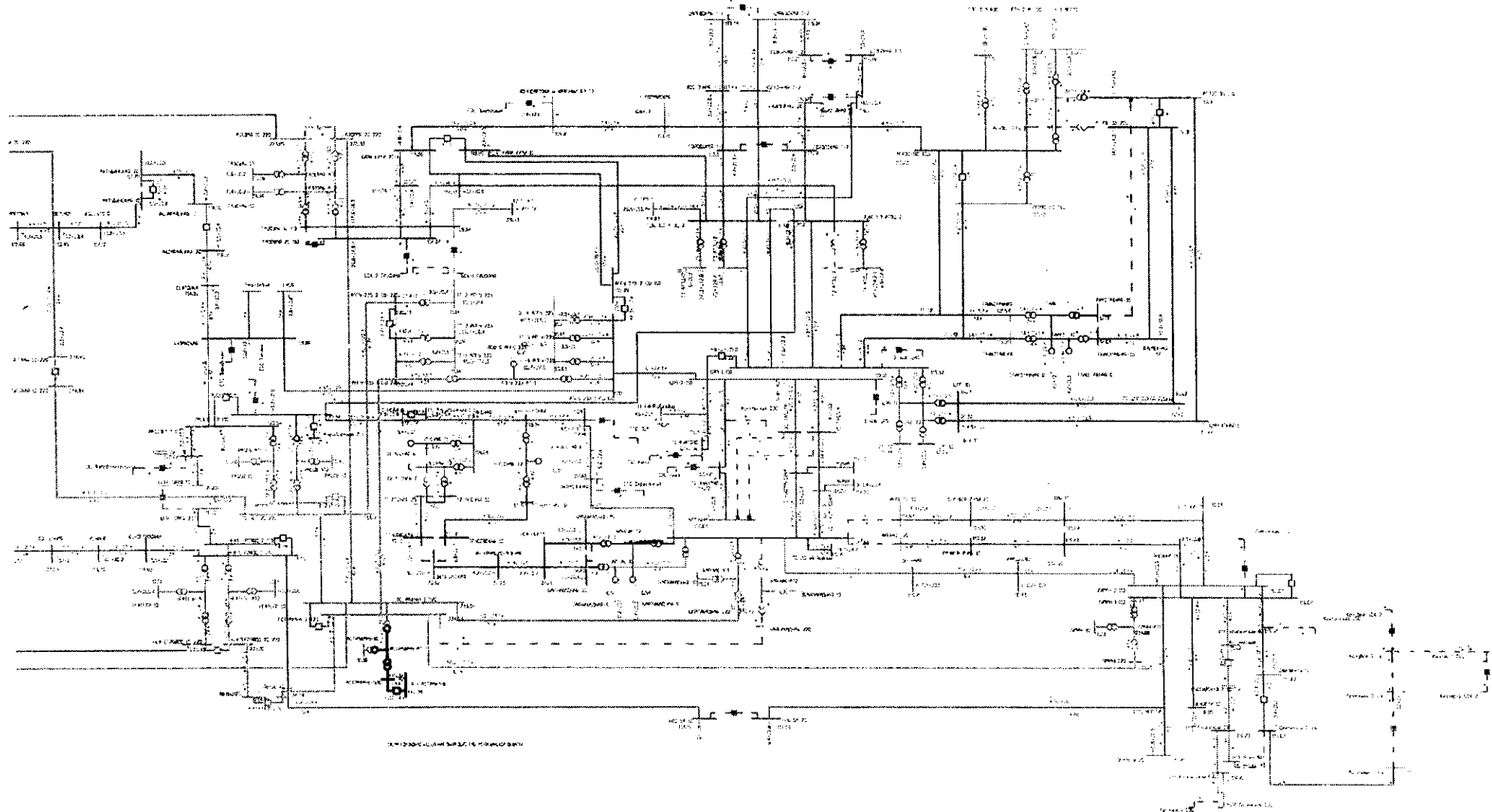


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+35 С). Потребление 676 МВт. Генерация 723,7 МВт. Ремонт В-110 АТ-1 на Астраханской ПГУ-235, аварийное отключение ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

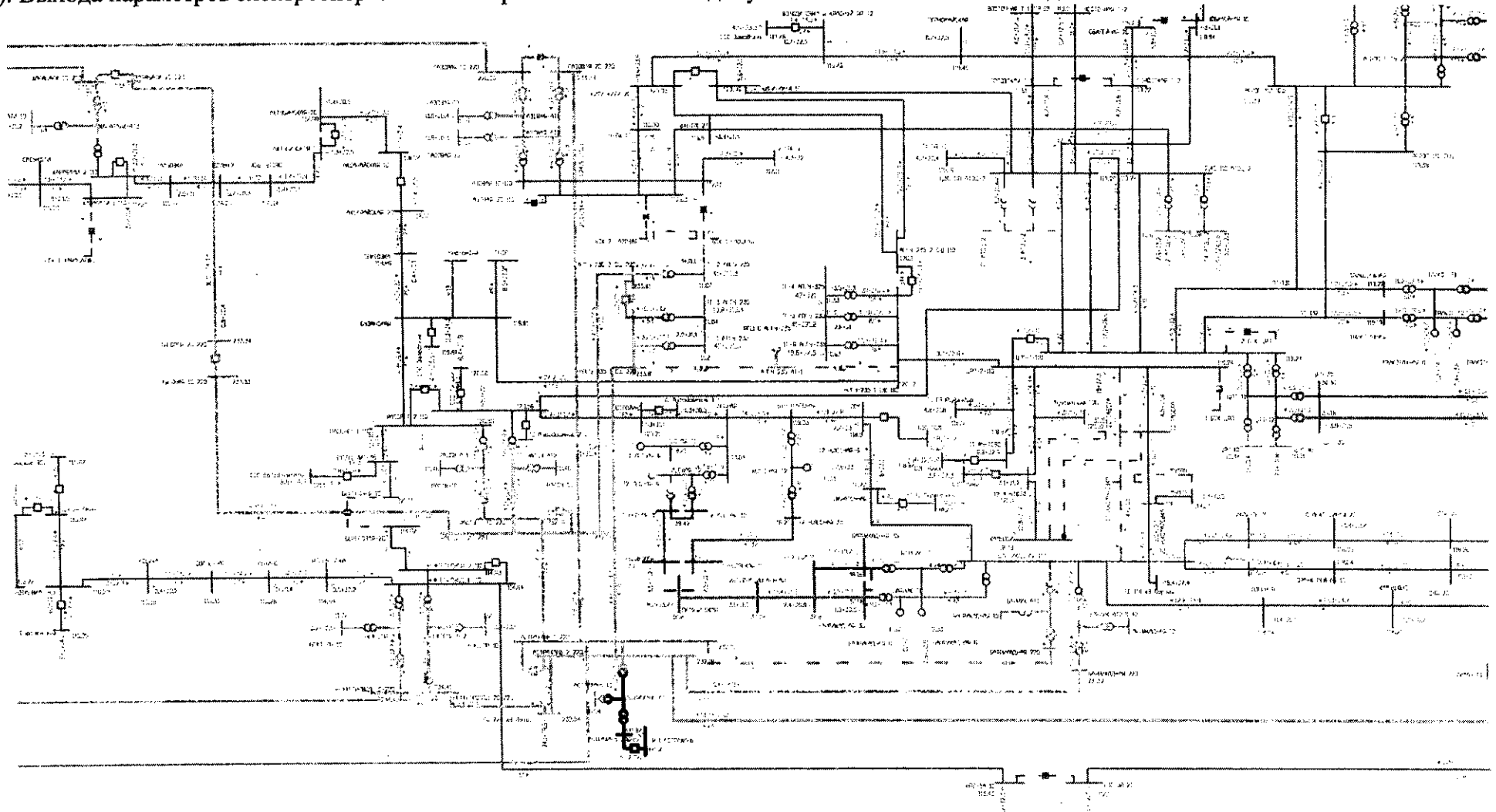


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+35 С). Потребление 676 МВт. Генерация 723,7 МВт. Ремонт АТ-3 ПС 220 кВ Харабали, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бузанская – Сеитовка (ВЛ 110 кВ 419). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

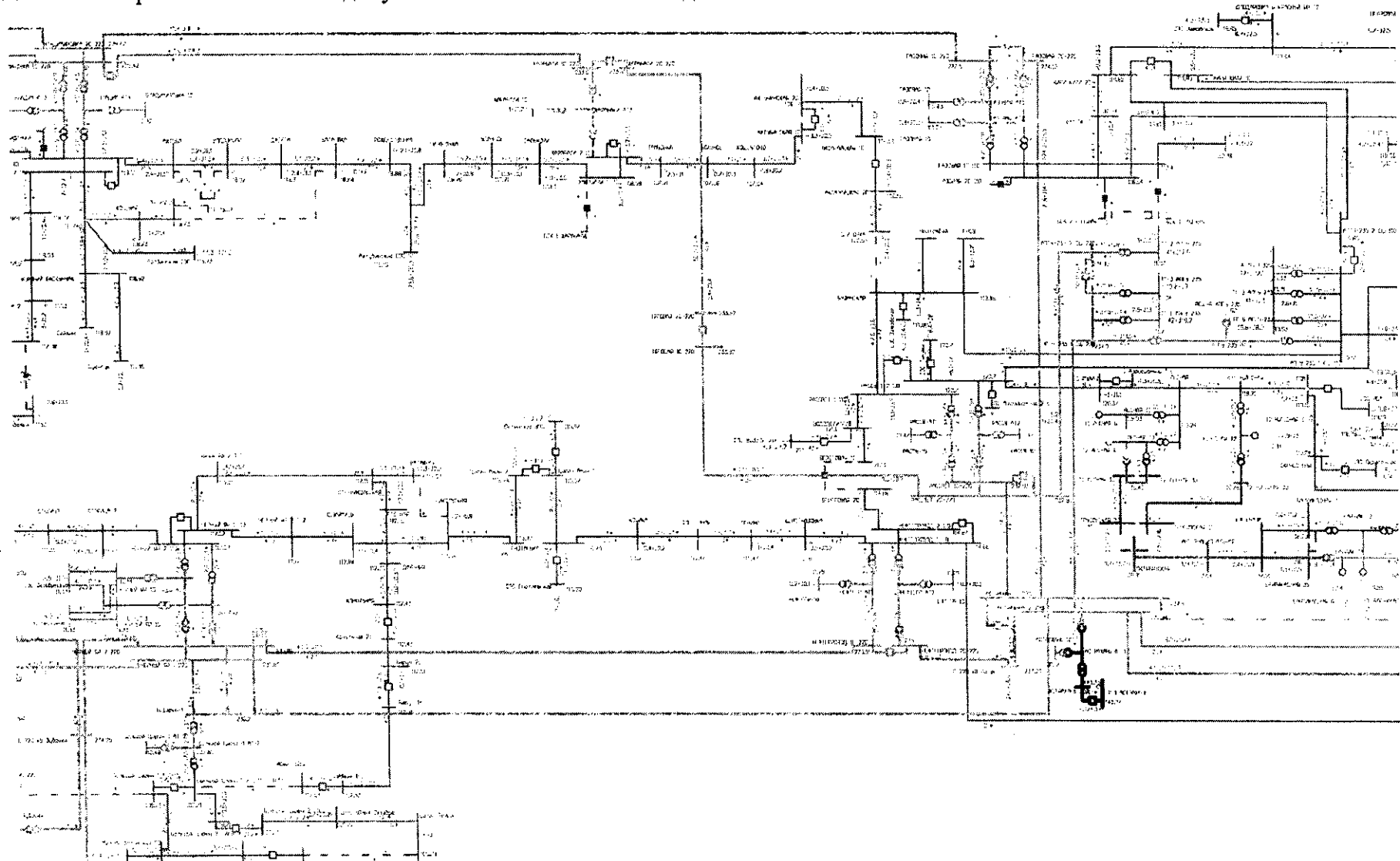


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+35 С). Потребление 676 МВт. Генерация 723,7 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Тяговая-1 – Рассвет, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная - Зубовка. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

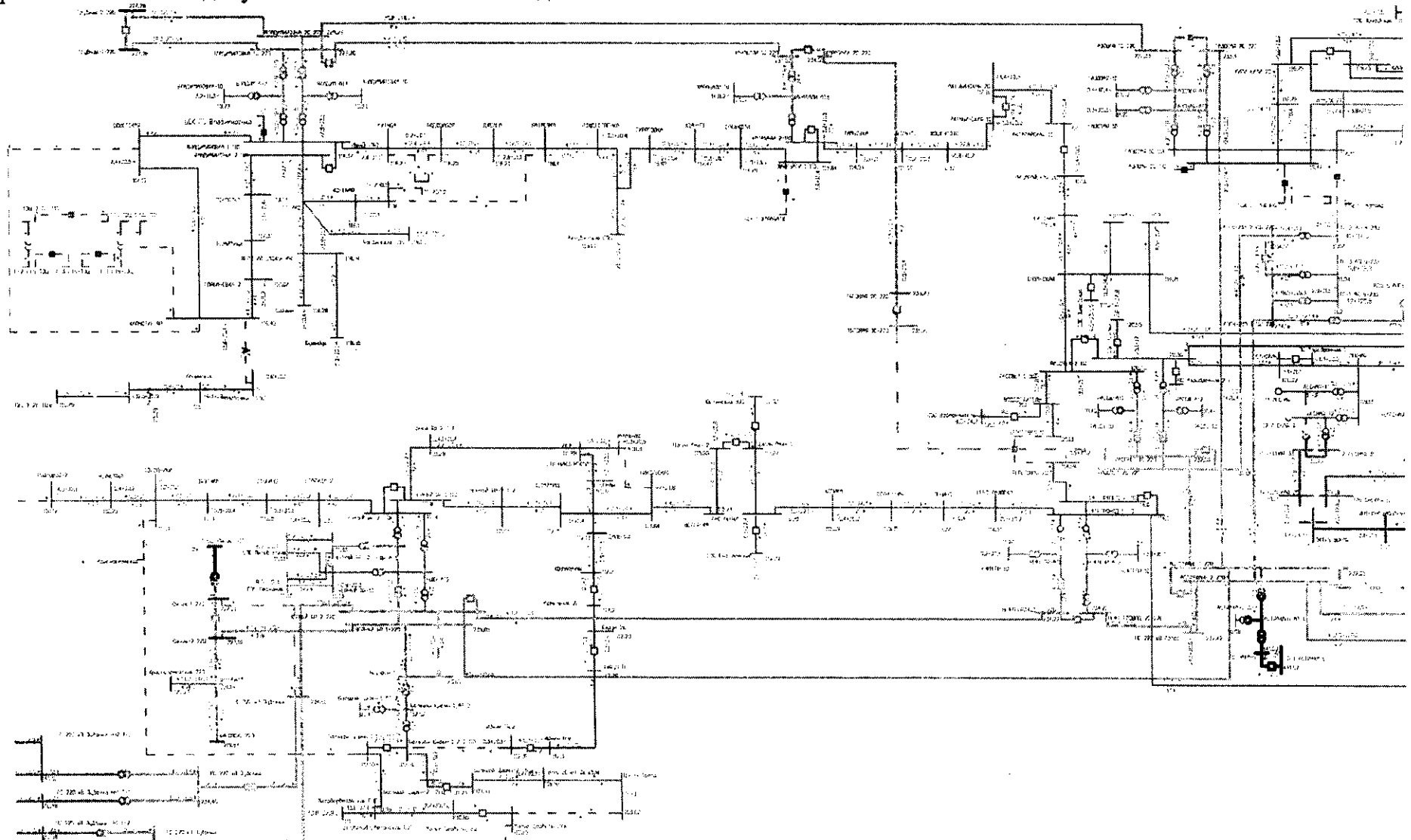


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+35 С). Потребление 676 МВт. Генерация 723,7 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №1, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

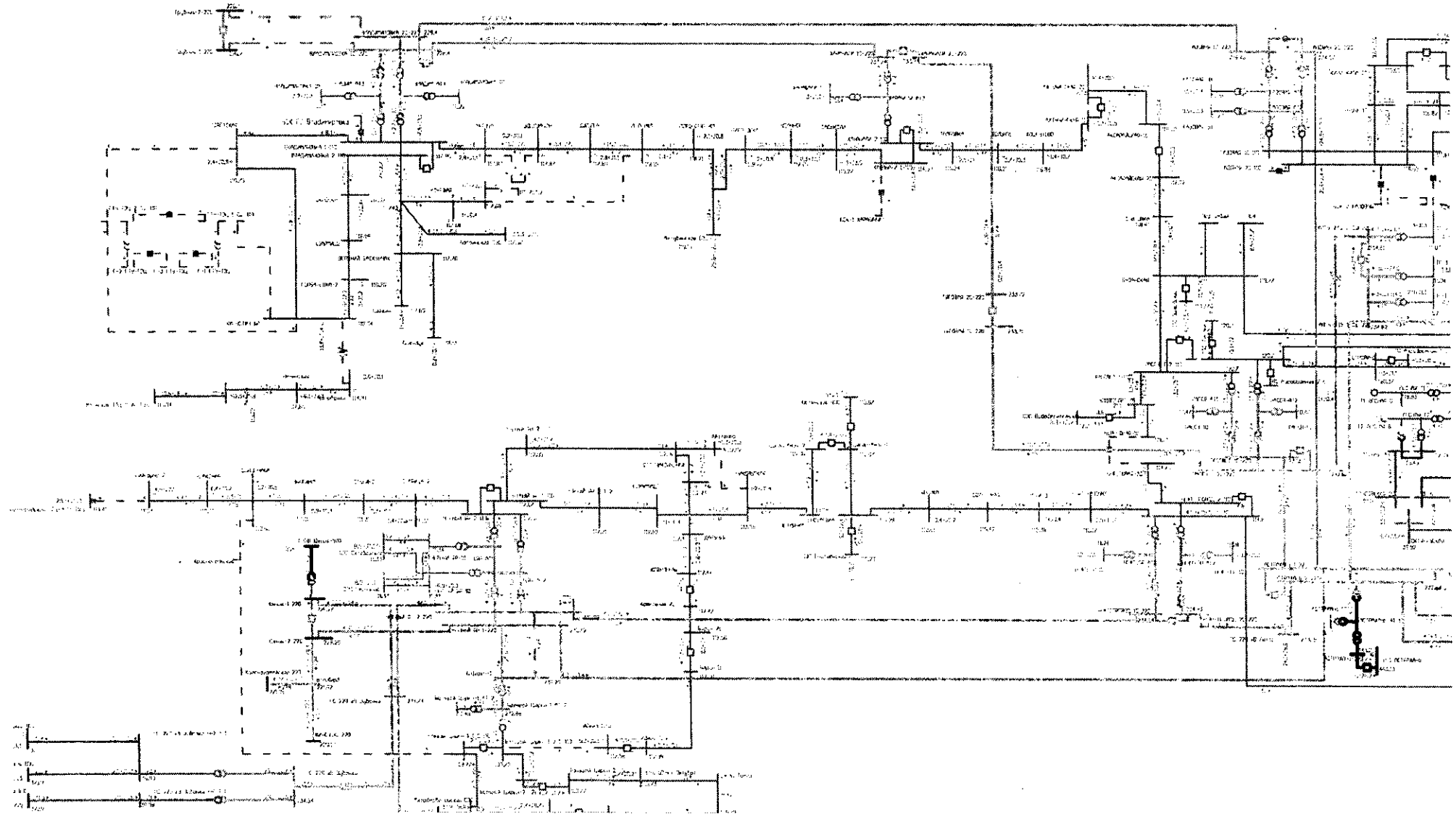


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 584 МВт. Генерация 677 МВт. Ремонт В-110 АТ-1 на Астраханской ПГУ-235, аварийное отключение ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

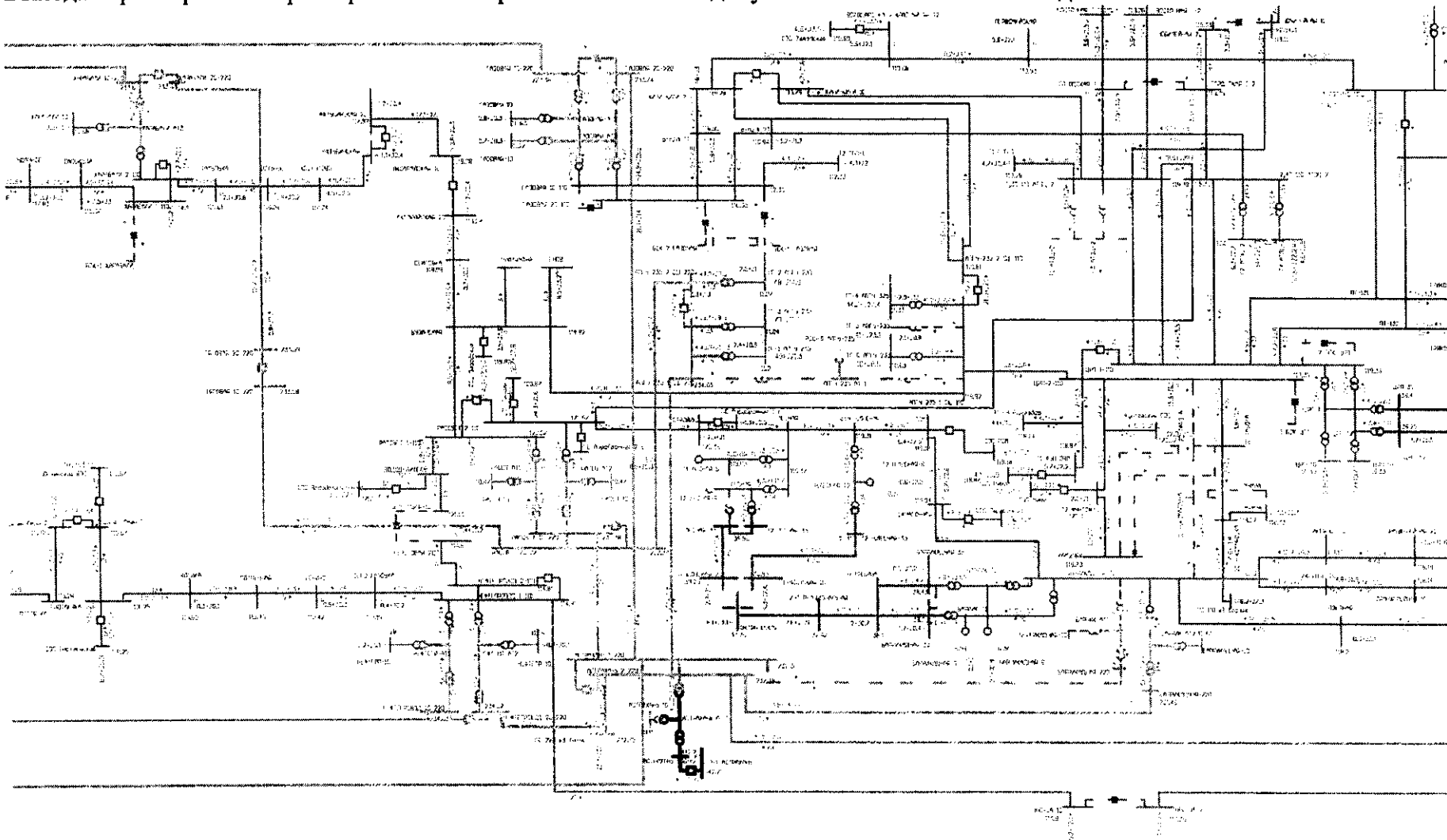


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 584 МВт. Генерация 677 МВт. Ремонт АТ-3 ПС 220 кВ Харабали, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бузанская – Сеитовка (ВЛ 110 кВ 419). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

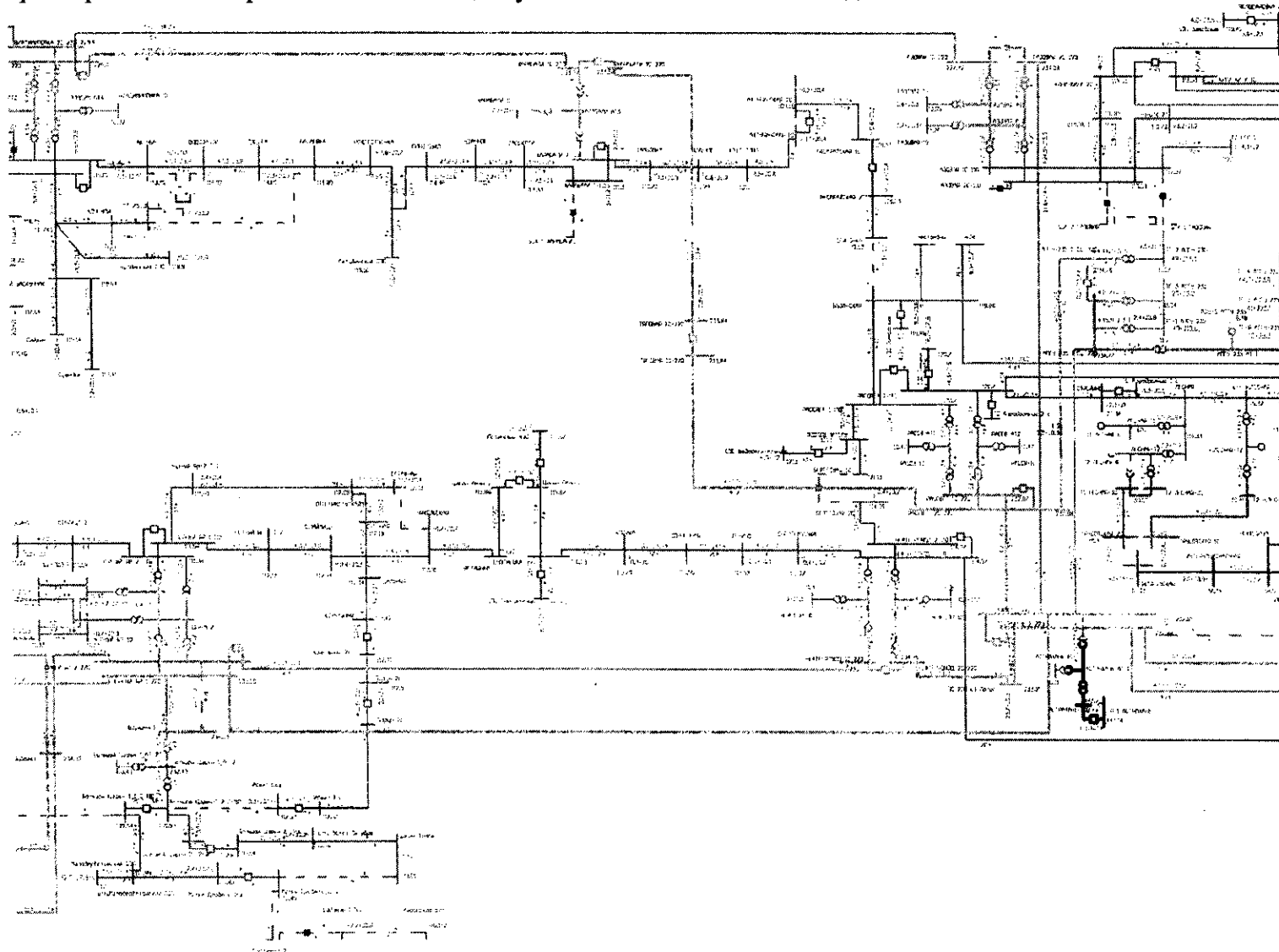


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 584 МВт. Генерация 677 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Тяговая-1 – Рассвет, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная - Zubovka. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

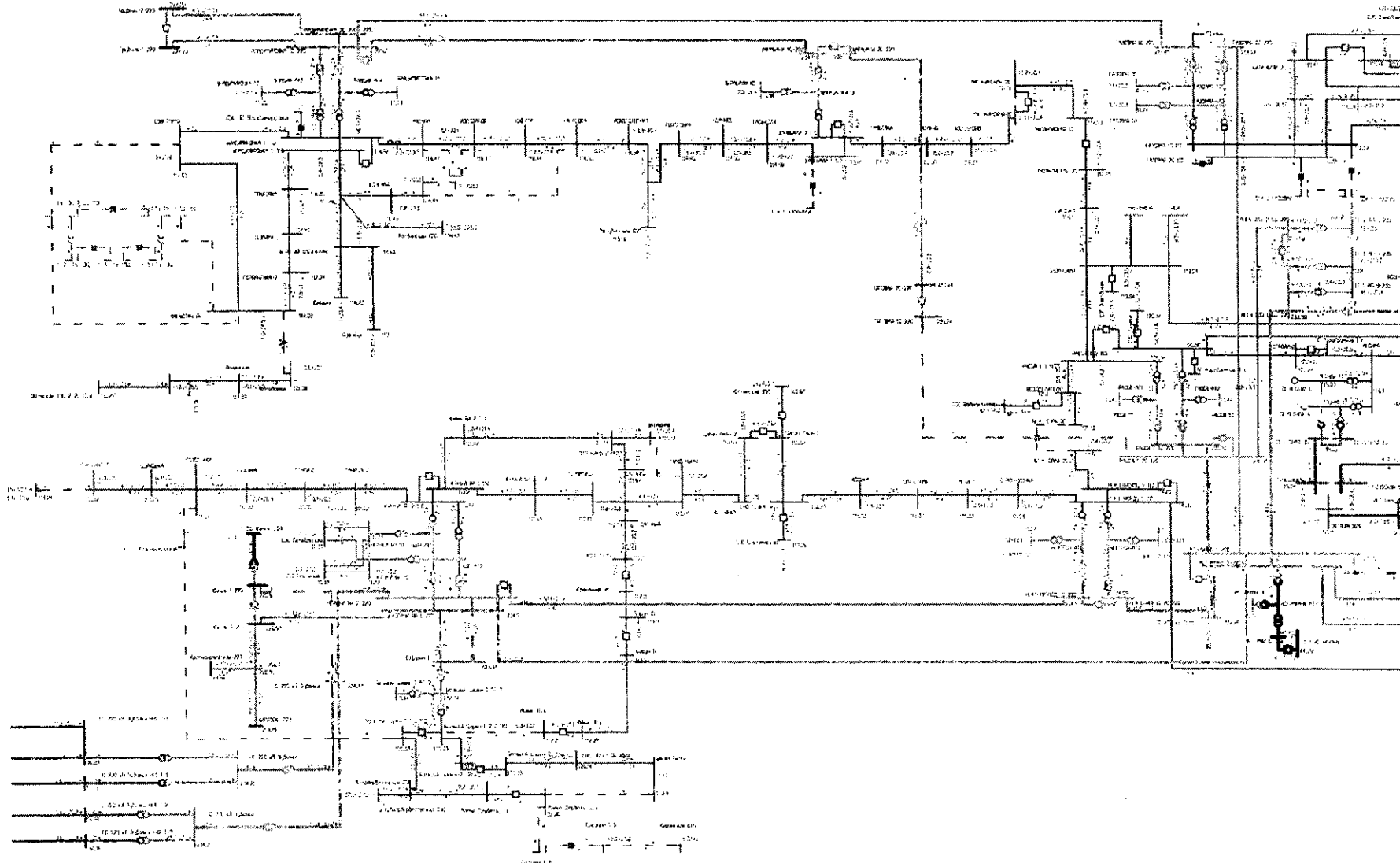


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 584 МВт. Генерация 677 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №1, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №2. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

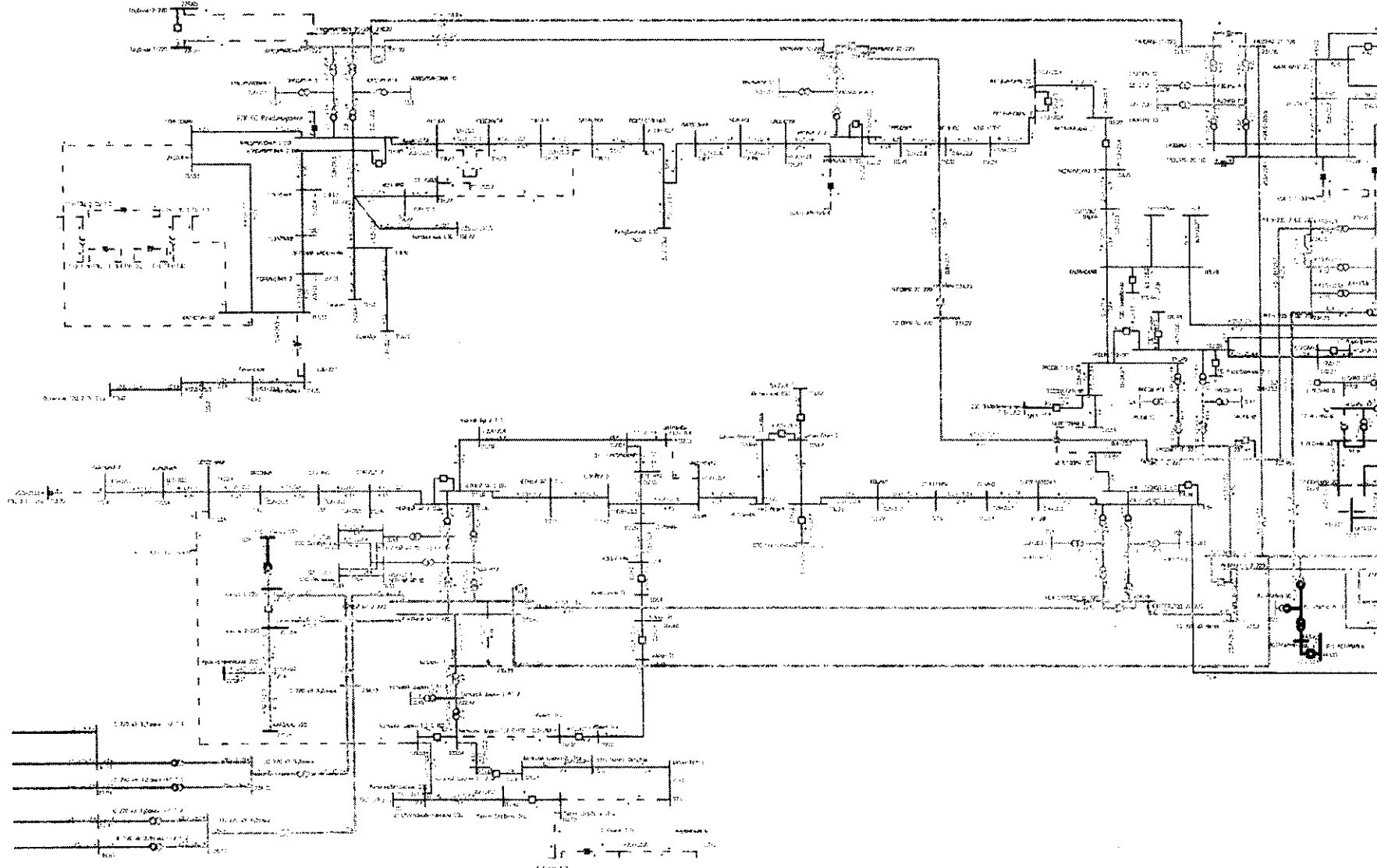


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 584 МВт. Генерация 677 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Астрахань – Лиман, МВ-110 ВЛ Зензели-2 на ПС 220 кВ Лиман и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная - Озёрная (ВЛ 110 кВ 138). По режиму включен СВ-110 кВ ПС 110 кВ А-НПС-5А. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

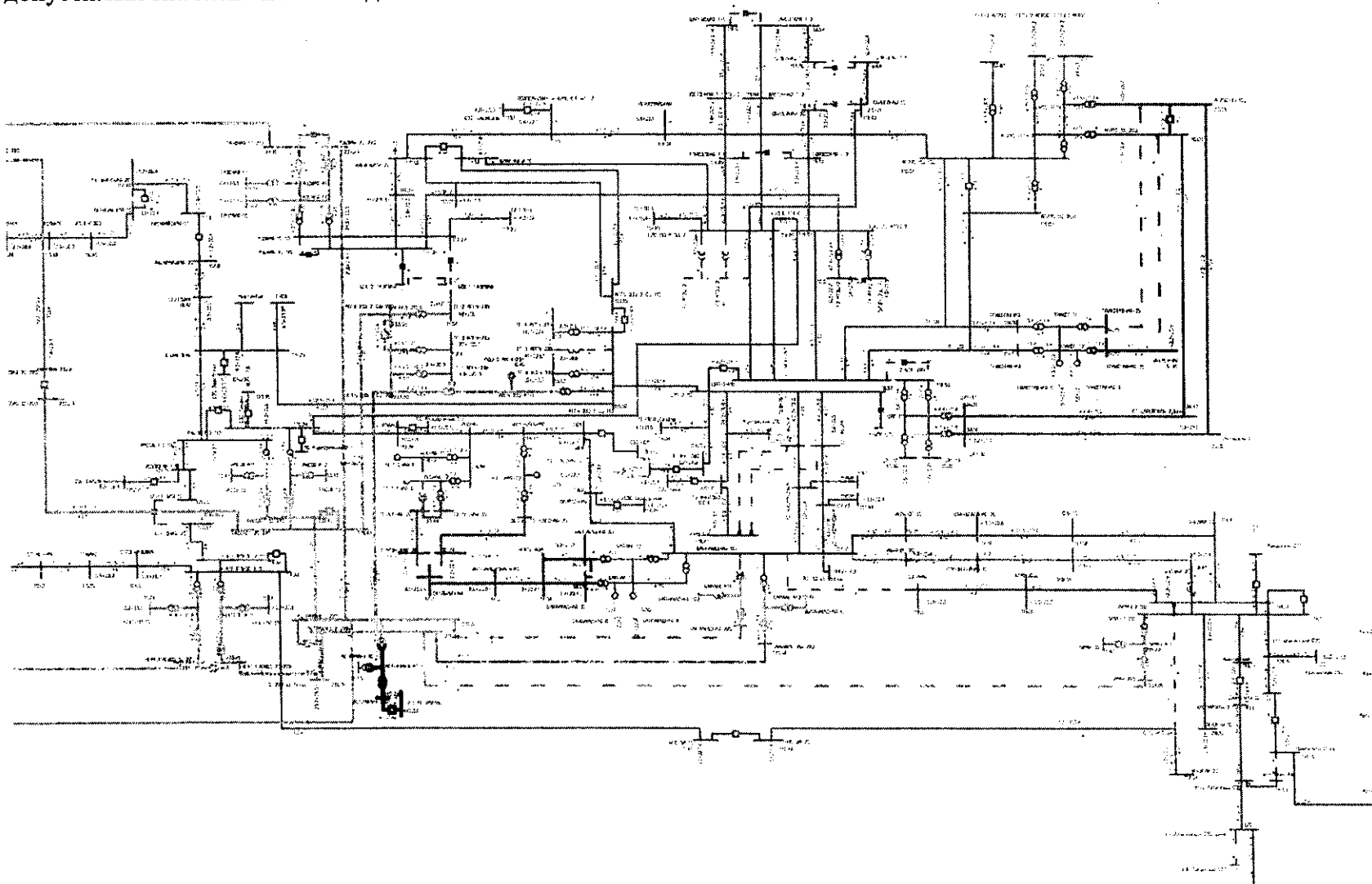


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 381 МВт. Генерация 436 МВт. Ремонт В-110 АТ-1 на Астраханской ПГУ-235, аварийное отключение ВЛ 110 кВ ЦРП – Баррикадная №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ 133). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

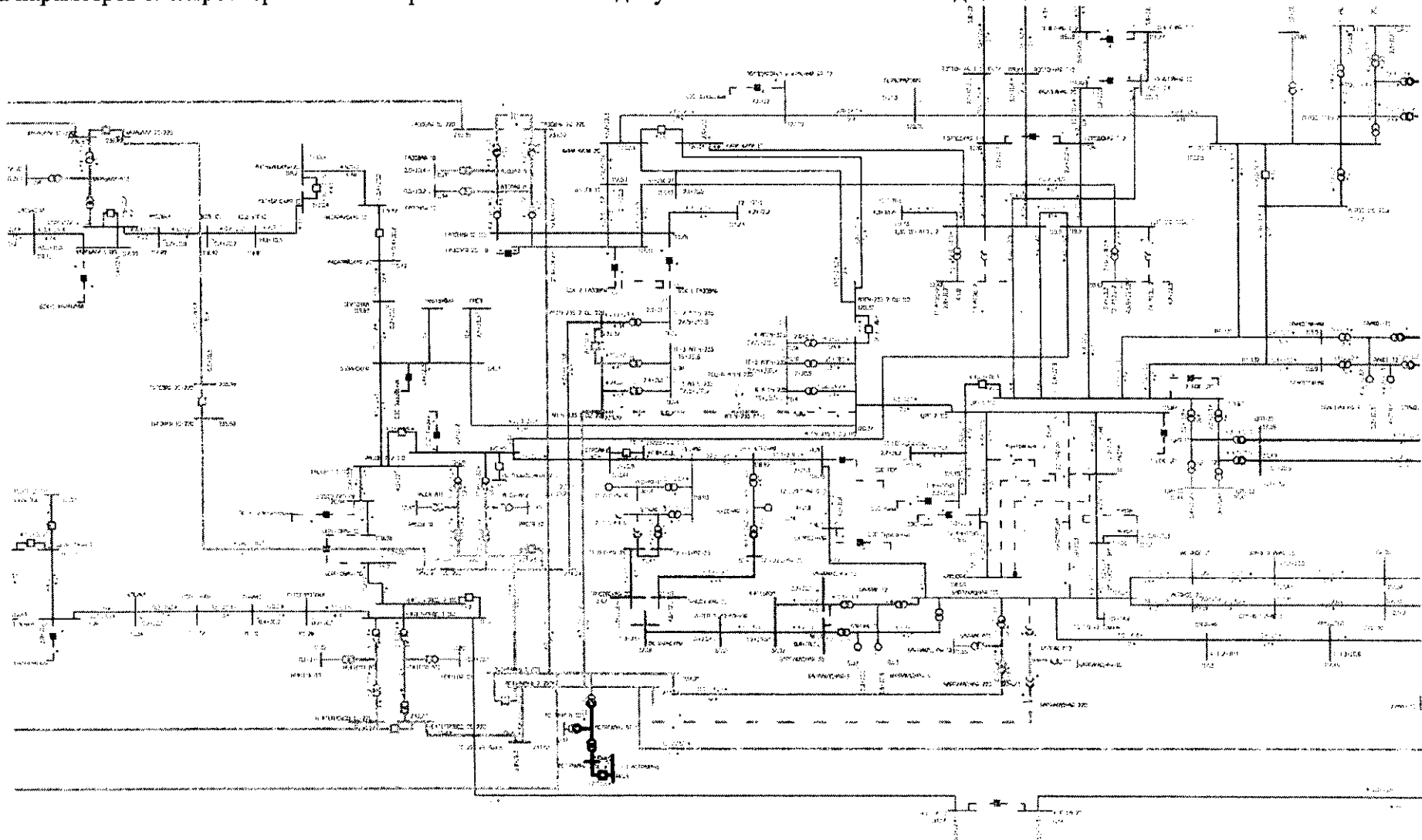


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 381 МВт. Генерация 436 МВт. Ремонт АТ-3 ПС 220 кВ Харабали, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бузанская – Сеитовка (ВЛ 110 кВ 419). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

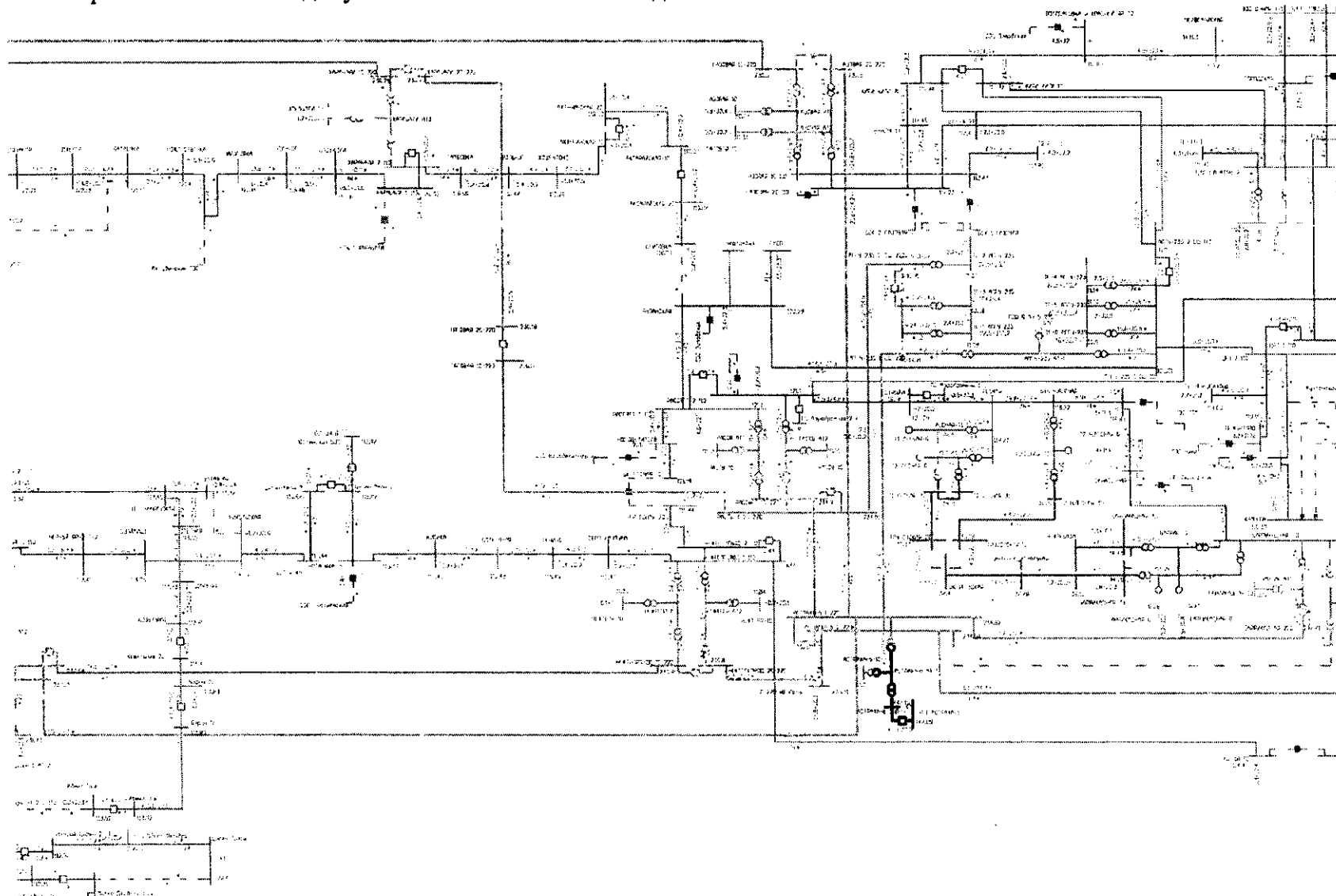


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 381 МВт. Генерация 436 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Тяговая-1 – Рассвет, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Южная - Zubovka. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

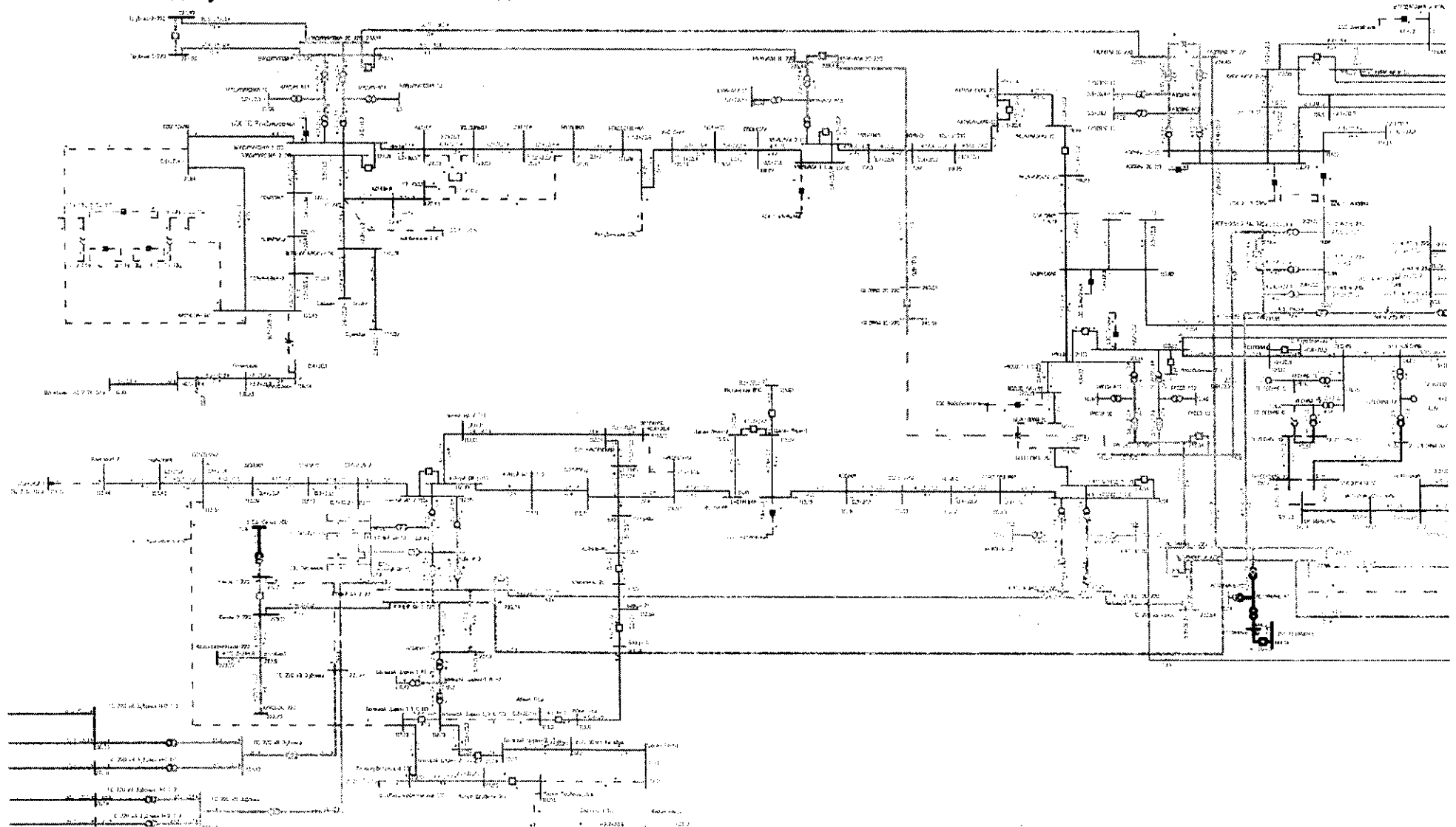


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 381 МВт. Генерация 436 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №1, аварийное отключение ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №2. По режиму включена ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ №297). Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

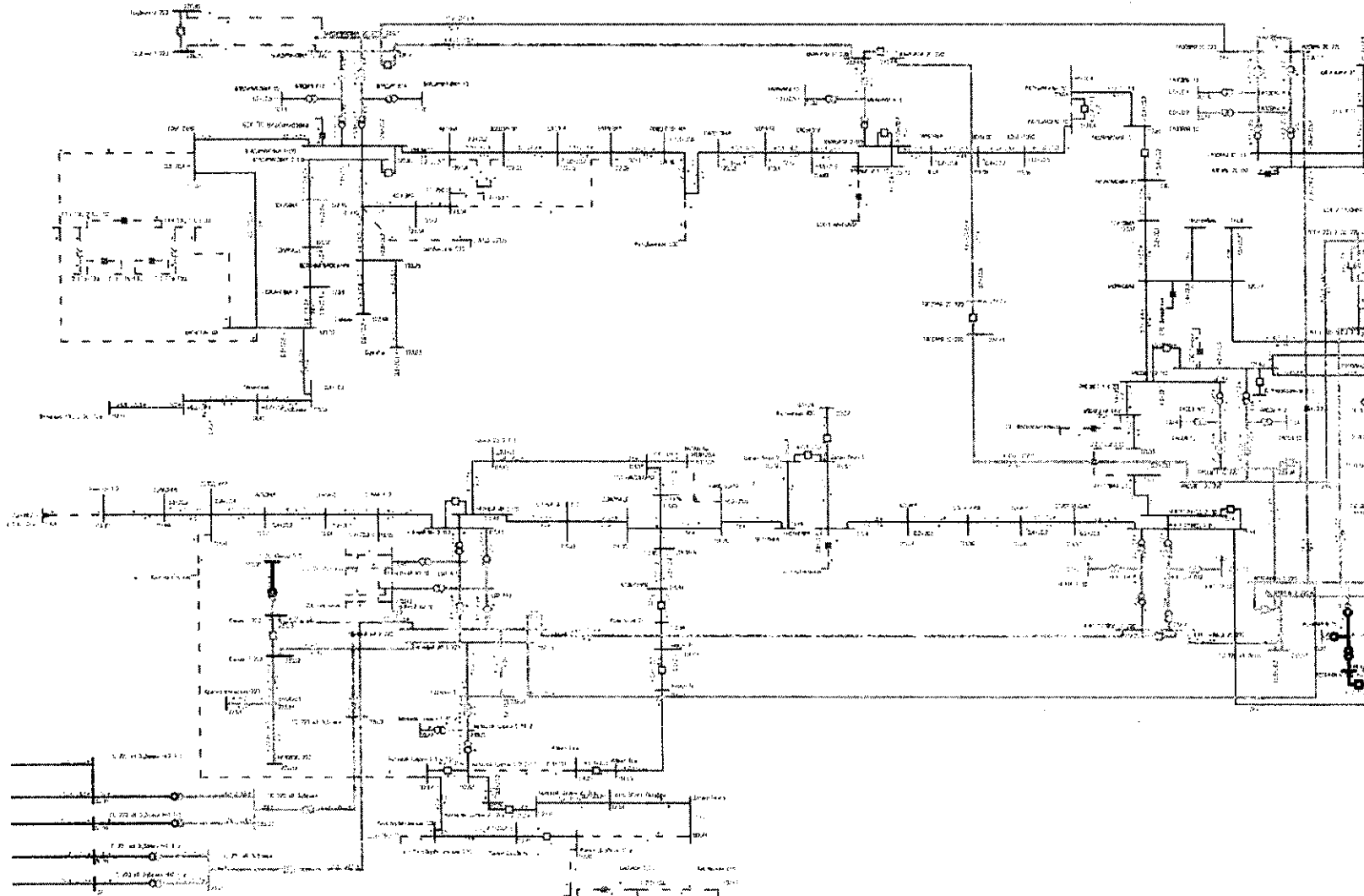
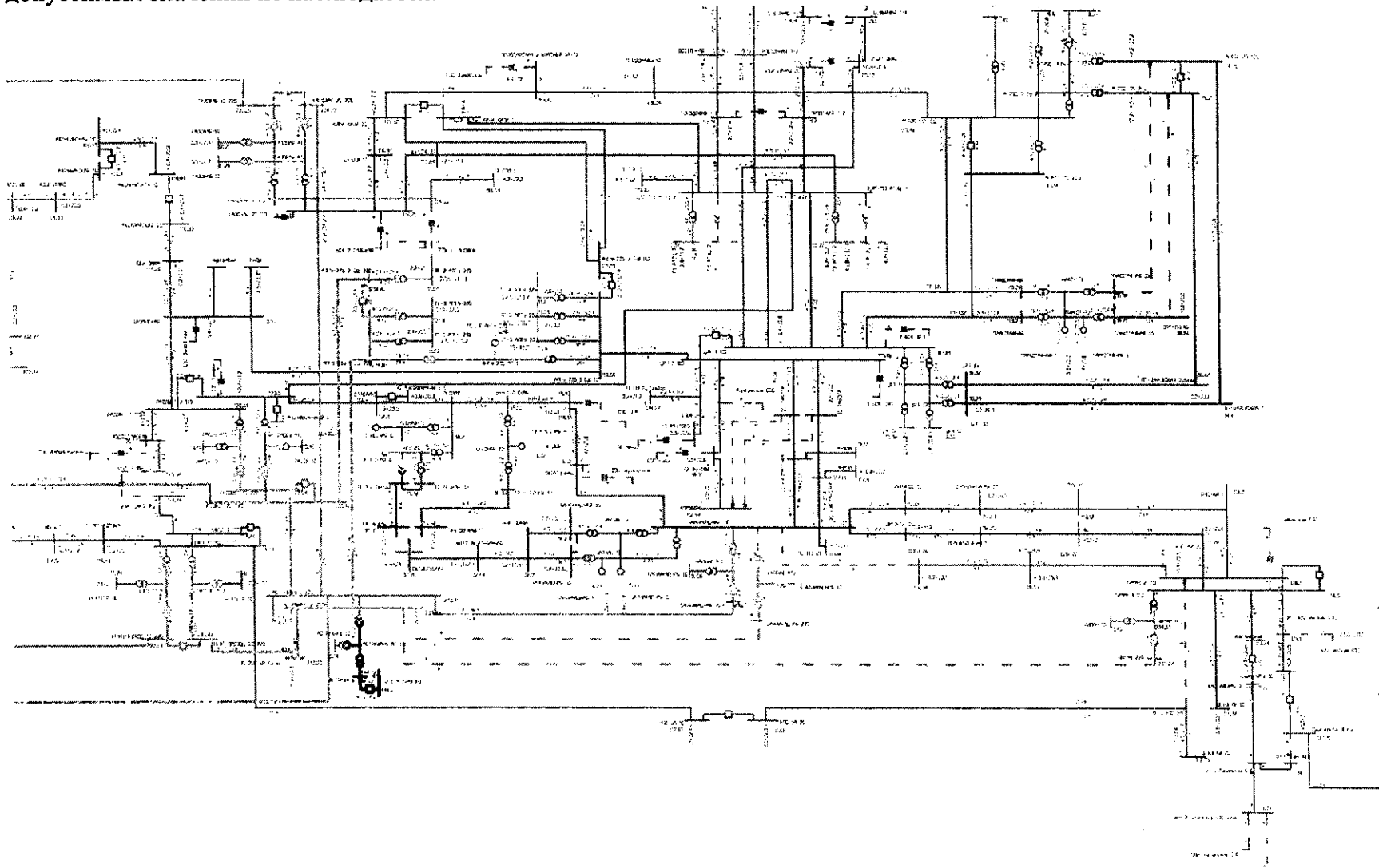
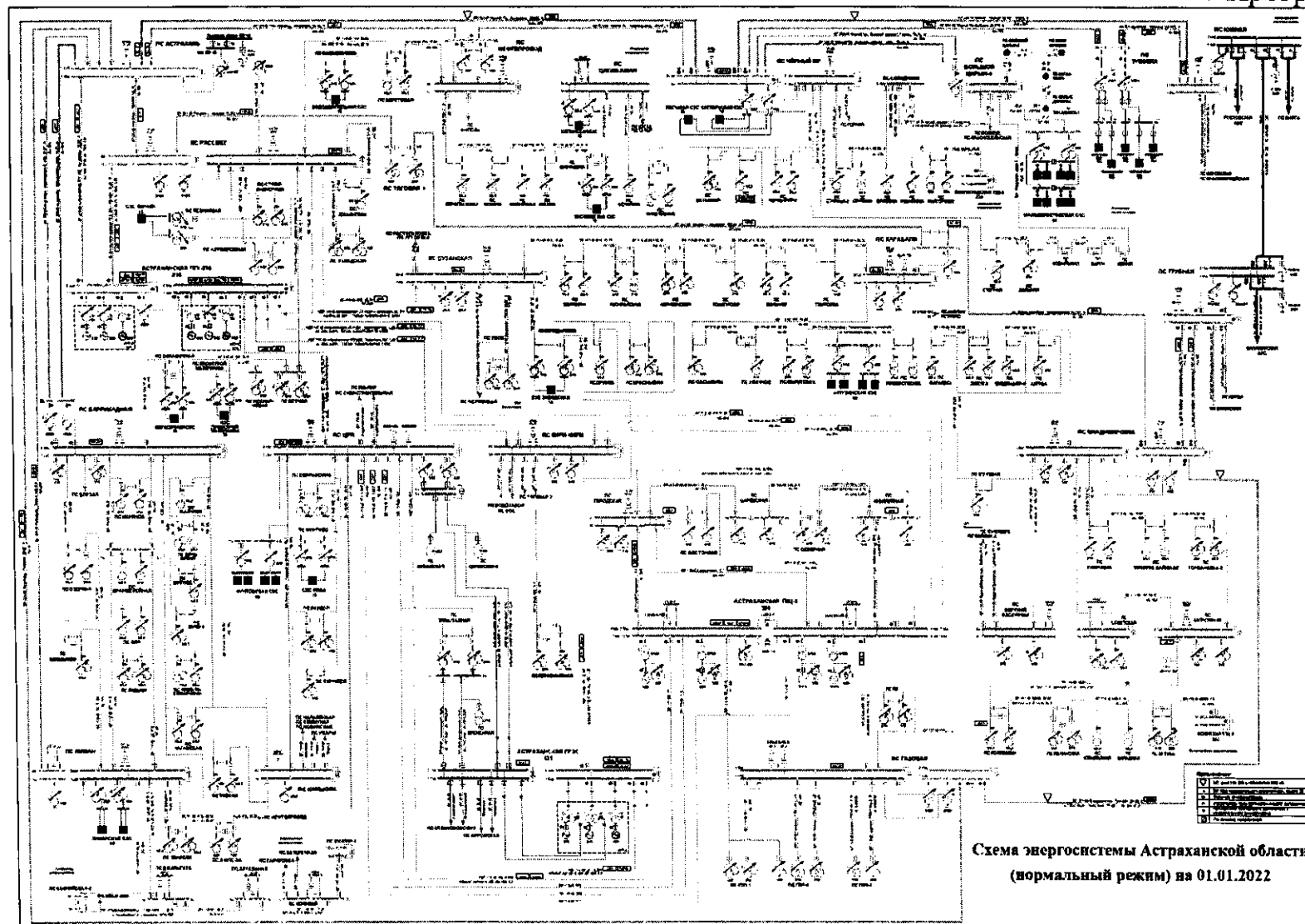
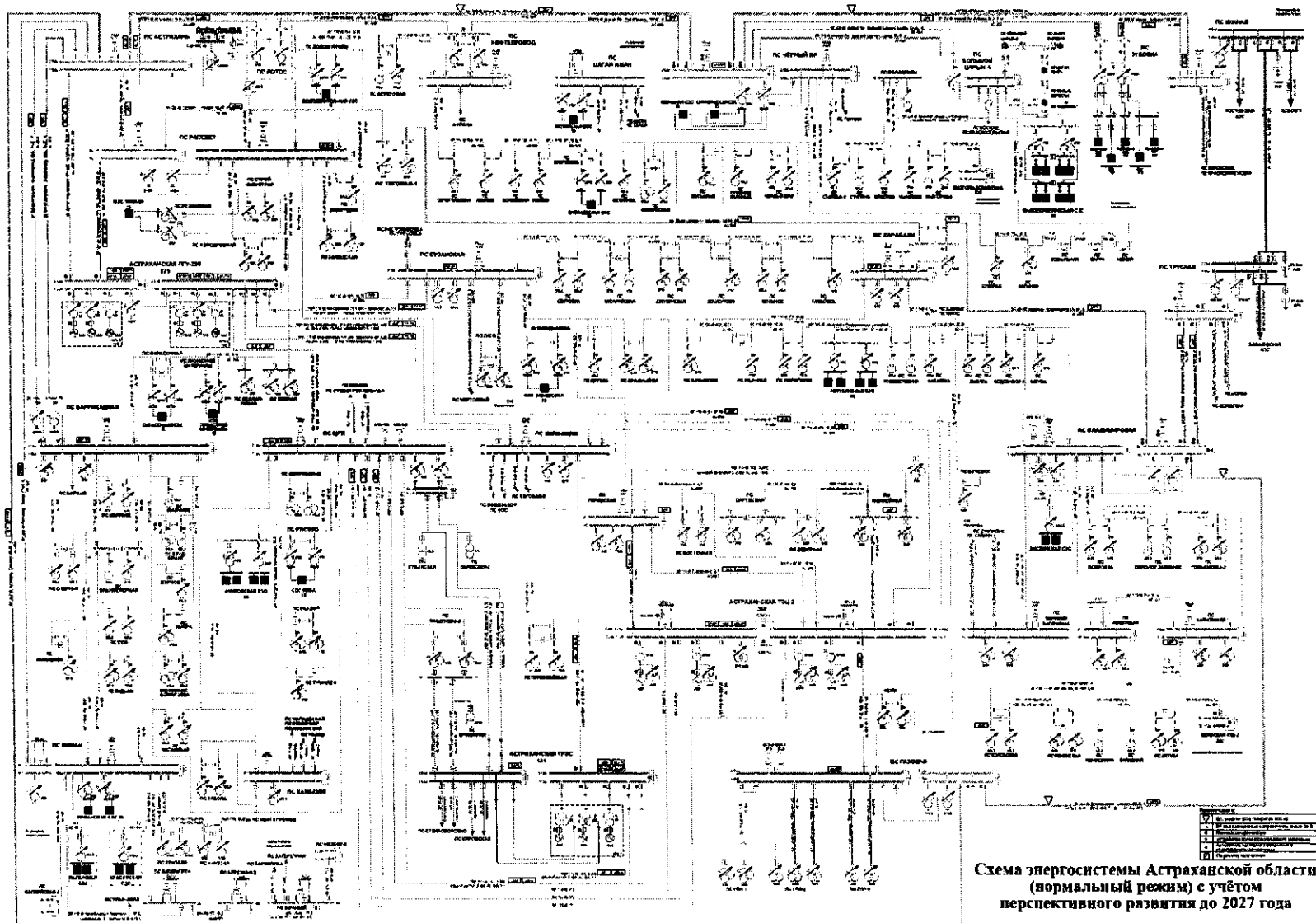


Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2027 года (+26 С). Потребление 381 МВт. Генерация 436 МВт. Ремонт ВЛ 220 кВ Астрахань – Лиман, МВ-110 ВЛ Зензели-2 на ПС 220 кВ Лиман и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Баррикадная - Озёрная (ВЛ 110 кВ 138). По режиму включен СВ-110 кВ ПС 110 кВ А-НПС-5А. Выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений не наблюдается.

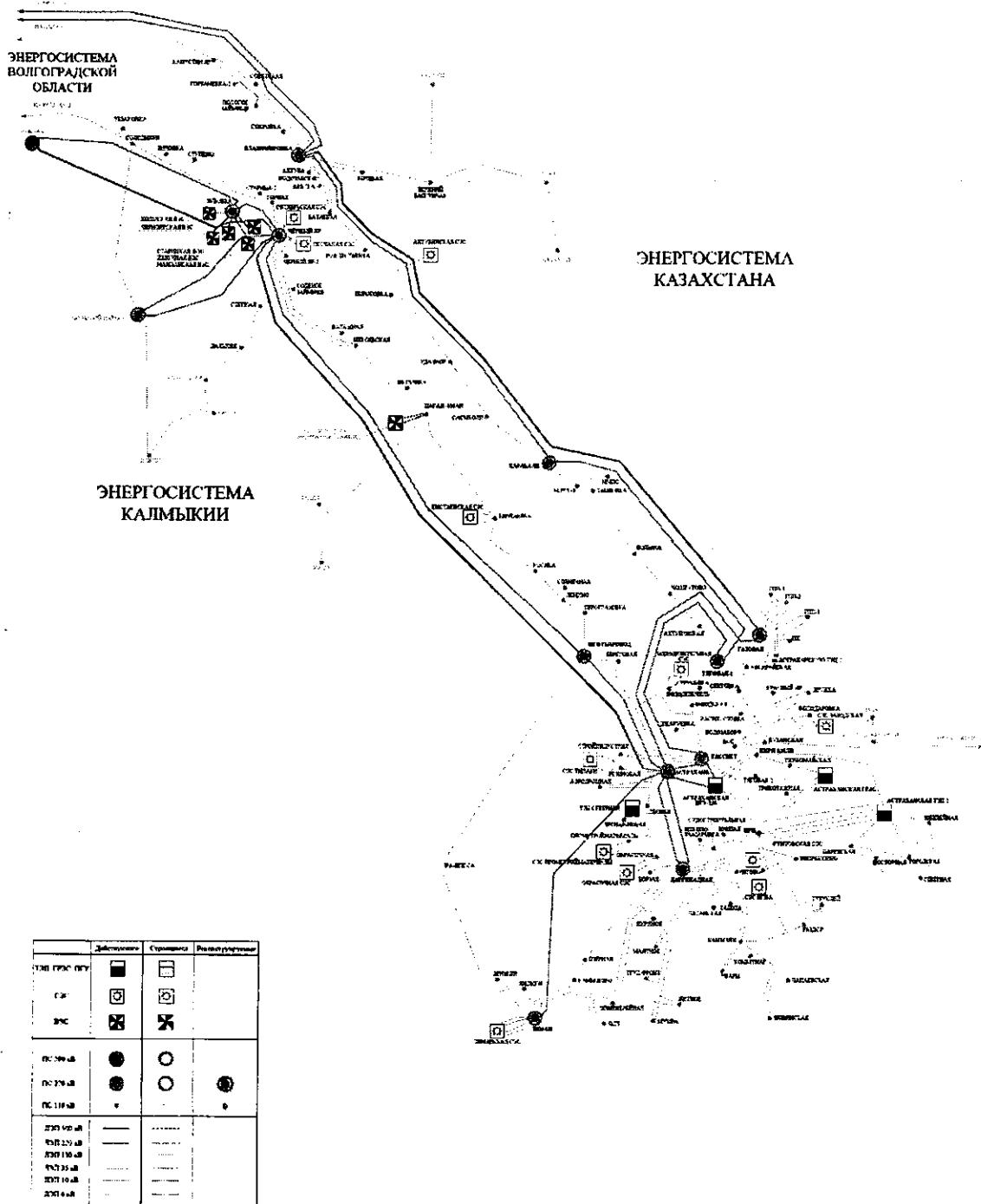


Приложение № 5
к Программе

Приложение № 6 к Программе

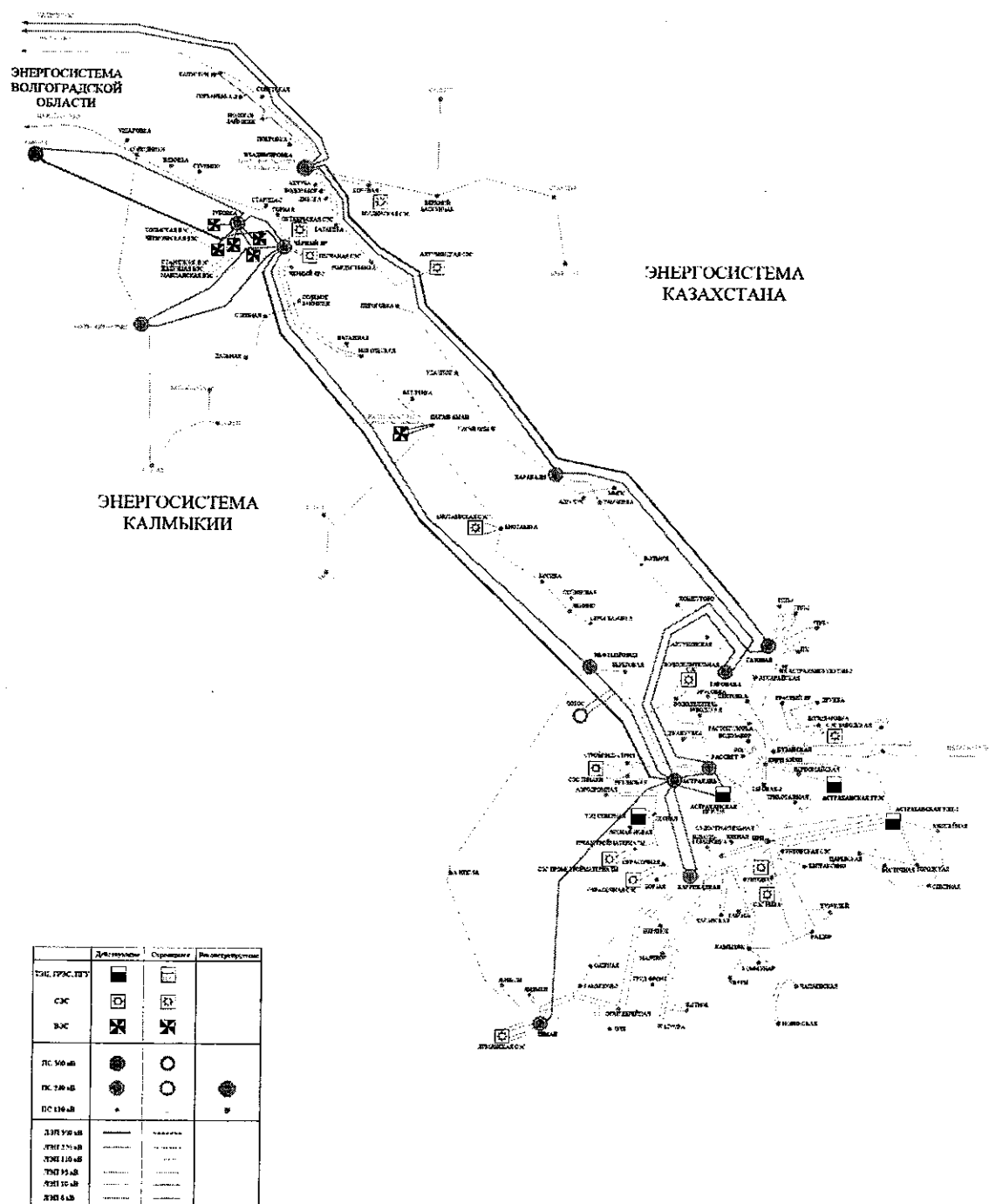


**Карта-схема развития электрических сетей 110 кВ и выше
Астраханской области на 2022 год**



Параметры строящихся и реконструируемых в 2022 году объектов электроэнергетики указаны в разделе 15 Программы.

**Карта-схема развития электрических сетей 110 кВ и выше
Астраханской области на 2027 год**



Параметры и годы ввода строящихся и реконструируемых до 2027 года объектов электроэнергетики указаны в разделе 15 Программы.