



Администрация Томской области

**Схема и программа развития электроэнергетики  
Томской области  
на период 2014-2018 годы**

Томск, 2013 г.

**Схема и программа развития электроэнергетики  
Томской области  
на период 2014-2018 годы**

**Пояснительная записка и чертежи**

**497373-СХ.1**

Инв. № подлин.	
Подпись и дата	
Взамен инв. №	

2013

12.07.2013 № 551-па

**Схема и программа  
развития электроэнергетики Томской области  
на период 2014-2018 годы**

**Паспорт программы  
развития электроэнергетики Томской области на 2014-2018 годы**

<b>Наименование Программы</b>	Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2014-2018 годы (далее – Программа)
<b>Основание для разработки Программы</b>	Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»
<b>Государственный заказчик</b>	Администрация Томской области
<b>Основные разработчики Программы</b>	Департамент энергетики Администрации Томской области; Филиал ОАО «СО ЕЭС» Томское РДУ; Томский филиал ОАО «ТГК-11»; Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС; ОАО «Томская распределительная компания»; ООО «Горсети»; ООО «Томскэлектросетьпроект».
<b>Цели Программы</b>	Развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей на территории Томской области; обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность
<b>Задачи Программы</b>	Обеспечение надежного функционирования энергетической системы области; обеспечение баланса между производством и потреблением в энергетической системе области, в том числе устранение дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей; скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей (в т.ч. с учетом

Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подлин.	

Интв. № подлин.	
Подпись и дата	
Взамен инв. №	

	<p>Соглашений Администрации Томской области: с ОАО «ФСК ЕЭС», с ОАО «МРСК Сибири», с ОАО «Российская топливная компания»);</p> <p>обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса области, транспортной инфраструктуры, схем территориального планирования области и схемы и программы перспективного развития электроэнергетики области</p>
<b>Важнейшие оценочные показатели Программы</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- увеличение доли производства тепловой энергии на комбинированных источниках до 48,0 процента от общей величины выработки в 2018 году;</li> <li>- снижение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии на тепловых электростанциях до 318,1 г.у.т./кВтч в 2018 году;</li> <li>- ликвидация 10 «узких» мест энергосистемы</li> </ul>
<b>Сроки и этапы реализации Программы</b>	2014-2018 годы
<b>Исполнители основных мероприятий</b>	<p>электросетевые и генерирующие компании Томской области (по согласованию);</p> <p>Департамент энергетики Администрации Томской области</p>
<b>Объемы и источники обеспечения Программы</b>	<p>финансирование программных мероприятий определено в объеме 36057,044 млн. рублей (прогноз), из них: на 2013 год – 3249,638 млн. рублей;</p> <p>на 2014 год – 7890,736 млн. рублей;</p> <p>на 2015 год – 11888,243 млн. рублей;</p> <p>на 2016 год – 9221,692 млн. рублей;</p> <p>на 2017 год – 1902,921 млн. рублей;</p> <p>на 2018 год – 1903,813 млн. рублей</p> <p>Реализация Программы предусмотрена за счет собственных средств предприятий (прогноз)</p>
<b>Ожидаемые конечные результаты реализации Программы</b>	<p>в ходе реализации программных мероприятий запланировано:</p> <p>ввод трансформаторной мощности – 3189,2 МВА;</p> <p>реконструкция и ввод электрических сетей (35 кВ и выше) – 986,1 км</p>
<b>Система организации контроля за исполнением Программы</b>	<p>контроль за исполнением Программы осуществляет Департамент энергетики Администрации Томской области в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»</p>

Обозначение		Наименование		Стр.						
497373-СХ.1-СП		Состав проекта		11						
497373-СХ.1		<b>Пояснительная записка</b>								
лист 1		Введение		12						
лист 2		1. Общая характеристика Томской области		13						
лист 6		2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Томской области за период с 2008 по 2012 гг.		17						
лист 6		2.1. Общая характеристика Томской энергосистемы.		17						
лист 8		2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Томской области и структура электропотребления.		19						
лист 14		2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности.		25						
лист 17		2.4. Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет и наличие резерва мощности крупных узлов		28						
лист 19		2.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Томской области, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей.		30						
лист 21		2.6. Перечень основных групп потребителей тепловой энергии.		32						
лист 22		2.7. Структура установленной электрической мощности и её выработки на территории Томской области.		33						
лист 24		2.8. Перечень существующих электростанций, включая блок-станции, установленной мощностью выше 5 МВт.		35						
лист 27		2.9. Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Томской области за период 2008-2012 гг.		38						
497373-СХ.1										
Изм.		Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Нач.отдела								Стадия	Лист	Листов
ГИП										
Нормоконт.										
Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2014-2018 годы										
Содержание тома										

Согласовано

Гл. спец.

Нормоконтр.

Взамен. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подлин.

	лист 29	2.10. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Томской области.								40
	лист 32	2.11. Основные характеристики электросетевого хозяйства Томской области 110 кВ и выше.								43
	лист 34	2.12. Основные внешние электрические связи энергосистемы Томской области.								45
	лист 35	2.13. Единый топливно-энергетический баланс Томской области.								46
	лист 42	3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Томской области.								53
	лист 44	4. Основные направления развития электроэнергетики Томской области.								55
	лист 44	4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Томской области.								55
	лист 45	4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2014-2018 гг.								56
	лист 46	4.3. Прогноз потребления тепловой энергии на период 2014–2018 гг.								57
	лист 47	4.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих источников установленной мощностью более 5 МВт на территории Томской области на период 2014–2018 гг.								58
	лист 52	4.5. Прогноз развития энергетики Томской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.								63
	лист 53	4.6. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на период 2014–2018 гг.								64
	лист 55	4.7. Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам на период 2014–2018 гг.								66
	лист 67	4.8. Определение и уточнение перечня «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше.								78
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1.С				Лист

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						

лист 76	4.9. Перечень рекомендуемых к вводу электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест».	87				
лист 77	4.9.1 Развитие электрических магистральных электрических сетей 220 кВ и выше на период 2014-2018 гг.	88				
лист 82	4.9.2 Развитие распределительных электрических сетей 110 кВ на период 2014-2018 гг.	93				
лист 90	4.10. Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, а также 110 кВ и ниже по годам на период 2014–2018 гг.	101				
лист 91	4.11. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на период 2014–2018 гг.	102				
лист 92	4.12. Разработка предложений по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Томской области.	103				
лист 93	4.13. Разработка предложений по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих электростанций.	104				
лист 94	Выводы	105				
лист 99	Список принятых сокращений	110				
лист 101	Перечень нормативной и ссылочной документации	112				
лист 102	Таблица регистрации изменений	113				
	<b>Чертежи</b>	-				
497373-СХ.1-л.102	Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Томской области на 01.01.2013 г.	114				
497373-СХ.1-л.103	Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше г. Томска на 01.01.2013 г.	115				
497373-СХ.1-л.104	Принципиальная схема электрических соединений сетей 35-500 кВ Томской области по состоянию на 01.01.2013 г.	116				
497373-СХ.1-л.105	Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Томской области на период 2014-2018 гг.	117				
497373-СХ.1-л.106	Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше г. Томска на период 2014-2018 гг.	118				
		Лист				
		497373-СХ.1.С				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	

		497373-СХ.1-л.107	Принципиальная схема электрических соединений сетей 35-500 кВ Томской области по состоянию на период 2014-2018 гг.				119
		497373-СХ.1-л.108	Основной системообразующий транзит 220 кВ Томск-Нижевартовск. 2013 г. Зимний максимум. Нормальный режим.				120
		497373-СХ.1-л.109	Основной системообразующий транзит 220 кВ Томск-Нижевартовск. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 220 кВ НВГРЭС - Советско-Соснинская.				121
		497373-СХ.1-л.110	Сечение ОЭС Урала - Томская энергосистема. 2013 г. Зимний максимум. Нормальный режим.				122
		497373-СХ.1-л.111	Сечение ОЭС Урала - Томская энергосистема. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение одной цепи ВЛ 220 кВ НВГРЭС - Советско-Соснинская.				123
		497373-СХ.1-л.112	Сечение ОЭС Урала - Томская энергосистема. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение одной цепи ВЛ 220 кВ НВГРЭС - Советско-Соснинская.				124
		497373-СХ.1-л.113	Сечение Томск-Левобережье. 2013 г. Зимний максимум. Нормальный режим.				125
		497373-СХ.1-л.114	Сечение Томск-Левобережье. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение одной цепи ВЛ 220 кВ Томская - Володино.				126
		497373-СХ.1-л.115	Сечение СХК-Томская энергосистема. 2013 г. Зимний максимум. Нормальный режим.				127
		497373-СХ.1-л.116	Сечение СХК-Томская энергосистема. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 220 кВ Т-201				128
		497373-СХ.1-л.117	Сечение СХК-Томская энергосистема. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 220 кВ Л-3.				129
		497373-СХ.1-л.118	Сечение СХК-Томская энергосистема. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 220 кВ Т-201 и ремонт ВЛ 220 кВ Л-3.				130
		497373-СХ.1-л.119	Транзит 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка. 2013 г. Зимний максимум. Нормальный режим.				131
		497373-СХ.1-л.120	Транзит 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение одной цепи ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая.				132
		497373-СХ.1-л.121	Транзит 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение одной цепи ВЛ 110 кВ Лугинецкая – Игольская.				133
		497373-СХ.1-л.122	Транзит 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение одной цепи ВЛ 110 кВ Игольская – Двуреченская.				134
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1.С	Лист

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

Взамен инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

		497373-СХ.1-л.123	Транзит 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение одной цепи ВЛ 110 кВ Игольская – Двуреченская.				135	
		497373-СХ.1-л.124	Транзит 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение одного автотрансформатора мощностью 63 МВА на ПС 220 кВ Парабель.				136	
		497373-СХ.1-л.125	Транзит 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Погашение первой секции шин 110 кВ на ПС 220 кВ Парабель.				137	
		497373-СХ.1-л.126	ПС 220 кВ Советско-Соснинская. 2013 г. Зимний максимум. Нормальный режим.				138	
		497373-СХ.1-л.127	ПС 220 кВ Советско-Соснинская. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение одного автотрансформатора 220 кВ мощностью 63 МВА на ПС 220 кВ Советско-Соснинская.				139	
		497373-СХ.1-л.128	ПС 220 кВ Советско-Соснинская. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение одного трансформатора 110 кВ мощностью 63 МВА на ПС 220 кВ Советско-Соснинская				140	
		497373-СХ.1-л.129	ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Вахская. 2013 г. Зимний максимум. Нормальный режим.				141	
		497373-СХ.1-л.130	ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Вахская. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение двухцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская.				142	
		497373-СХ.1-л.131	ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Вахская. 2013 г. Зимний максимум. Послеаварийный режим. Отключение двухцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская.				143	
		497373-СХ.1-л.132	ПС 220 кВ Парабель. 2013 г. Летний минимум. Нормальный режим и послеаварийный режим отключение одной из ВЛ 220 кВ Томская - Володино				144	
		497373-СХ.1-л.133	ПС 220 кВ Парабель. 2013 г. Летний минимум. Ремонт одной и аварийное отключение второй ВЛ 220 кВ Томская - Володино				145	
		497373-СХ.1-л.134	ПС 220 кВ Чапаевка. 2013 г. Летний минимум. Нормальный режим.				146	
		497373-СХ.1-л.135	ПС 220 кВ Чапаевка. 2013 г. Летний минимум. Нормальный режим.				147	
			<b>Приложения</b>				-	
		Приложение 1	Мероприятия по развитию объектов теплосетевого комплекса				148	
		Приложение 2	Протяженность ВЛ и трансформаторная мощность подстанций электрических сетей на отчетный период. Вводы мощности и				162	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата			
						497373-СХ.1.С	Лист	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

Взамен инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

	потребность в инвестициях в сетевые объекты на период 2014-2018 гг.	
Приложение 3	Основные мероприятия и капитальные вложения в развитие объектов теплоэнергетики и электрических сетей, необходимые для реализации Программы перспективного развития электроэнергетики Томской области на период 2014-2018 годов.	200

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №							Лист
			497373-CX.1.C						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	



Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	497373-СХ.1	«Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2014-2018 годы». Пояснительная записка и чертежи.	

Согласовано			
		Нормоконтр.	

Взамен. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подлин.	

						497373-СХ.1.-СП			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
						Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2014-2018 годы Состав проектной документации	Стадия	Лист	Листов
ГИП									
Нормоконт.									

## Введение

Работа «Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2014-2018 годы» выполняется в соответствии с техническим заданием.

Основной задачей работы является:

- прогноз спроса на электрическую мощность и электроэнергию с учетом территориального размещения потребителей;
- прогноз электропотребления по энергосистеме и энергорайонам, электрических нагрузок по энергосистеме;
- разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную работу энергосистемы;

В «Схеме и программе развития электроэнергетики Томской области на период 2014-2018 гг.» за отчетный принят период 2008-2012 гг., в качестве перспективного принят период 2014 – 2018 гг.

При выполнении настоящей «Схемы и программы развития электроэнергетики Томской области на период 2014-2018 гг.» были использованы материалы:

1. «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 года»
2. «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на период 2012–2018 годы»
3. Проект «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на период 2013–2019 годы».
4. «Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 годы», утвержденной распоряжением губернатора Томской области от 18.05.2012 № 445-ра.
5. «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года».
6. «Энергетическая стратегия Томской области на период до 2020 года».
7. «Долгосрочная целевая программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности на территории Томской области на 2010 - 2012 годы и на перспективу до 2020 года».
8. «Обоснование инвестиций в строительство Северной АЭС».
9. «Схема теплоснабжения городского округа Стрежевой на 2012-2030 гг.».
10. Утвержденных в установленном порядке в предшествующий период инвестиционных программ субъектов электроэнергетики Томской области, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций.
11. Проектных документаций по следующим титулам:
  - «Комплексная реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Восточная»;
  - «Комплексная реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Советско-Соснинская»;
  - «ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с расширением ПС 220 кВ Парабель (сооружение ОРУ-500 кВ)»;
  - «ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская – Парабель»;
  - «ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская с переводом подстанции 220 кВ Советско-Соснинская на напряжение 500 кВ».

Согласовано			
	Гл. спец.	Нормоконтр.	

Взамен. инв. №	
	Подпись и дата

Инв. № подлин.	Разработал				
	Проверил				
	Нач.отдела				
	Нормоконт.				

							497373-СХ.1		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
						Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2014-2018 годы Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов

## 1. Общая характеристика Томской области

Создание Томской области было определено Указом Верховного Совета СССР от 13 августа 1944 года. Томская область расположена в географическом центре Сибири.



Рис. 1.1 Географическое положение Томской области на карте России

Территория Томской области граничит:  
 на юге — с Кемеровской, Новосибирской областями;  
 на юго-западе — с Омской областью;  
 на западе, северо-западе и севере — с Ханты–Мансийским автономным округом – Югрой (ХМАО);  
 на северо-востоке и востоке — с Красноярским краем.

Томская область входит в состав Сибирского федерального округа Российской Федерации.

В состав области входят:

- 6 городов - Томск, Северск, Стрежевой, Асино, Колпашево, Кедровый;
- 16 муниципальных районов – Александровский, Асиновский, Бакчарский, Верхнекетский, Зырянский, Каргасокский, Кожевниковский, Колпашевский, Кривошеинский, Молчановский, Парабельский, Первомайский, Тегульдетский, Томский, Чаинский, Шегарский;
- 4 городских округа;
- 3 городских и 116 сельских поселений;
- 576 сельских населённых пунктов.

Административным центром является г. Томск, расположенный в южной части области на берегу реки Томи, правого притока Оби.

Численность населения Томской области на 01.01.2013 г. составила 1 064,67тыс. человек. Плотность населения по области составляет 3,4 чел./км<sup>2</sup>.

Изм. № подл.	Изм. № подл.
Подпись и дата	Подпись и дата
Взамен инв. №	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

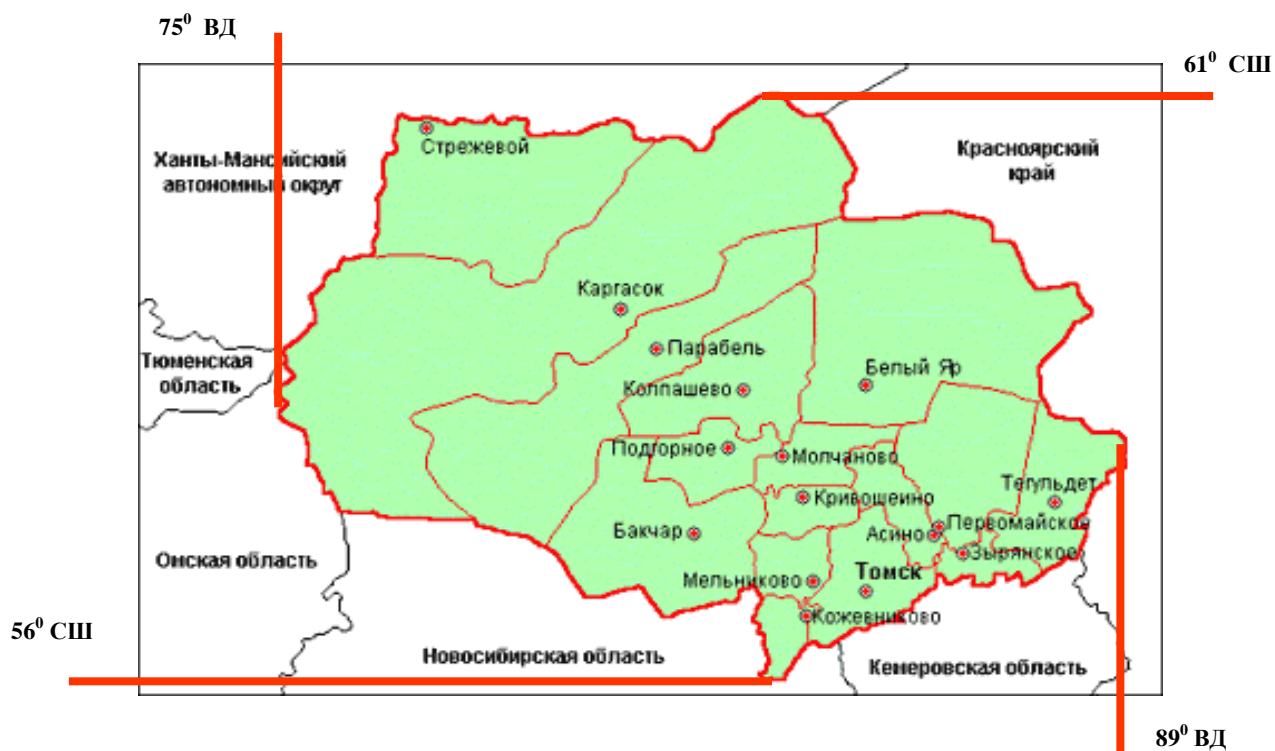


Рис. 1.2 Географическое положение Томской области

Протяжённость области с севера на юг составляет около 600 км, с запада на восток – 780 км. Площадь Томской области равна 314,4 тысячам квадратных километров. Границы с соседними областями проходят по значительно заболоченной и практически незаселенной равнине. Для экономических связей с соседними субъектами РФ доступны только южные границы, а именно с промышленными районами Кемеровской и Новосибирской областей.

Рельеф Томской области отличается исключительной равнинностью. На сотни километров тянутся плоские, сильно заболоченные равнины с отметками, не превышающими 200 м над уровнем моря. Река Обь — самая большая река России, в своем среднем течении пересекает Томскую область с юго-востока на северо-запад, деля область на две практически равные части. Возвышенное правобережье в меньшей степени заболочено и отличается лучшей заселенностью. Левобережье включает громадное Васюганское болото площадью 53 000 кв. км. На долю речных долин приходится 1/5 всей территории области.

Томская область располагается в умеренных широтах северного полушария, в глубине материка Евразия, в непосредственной близости к географическому центру части света Азия. Это оказывает главное влияние на формирование ее климата, который определяется как переходный от умеренно-континентального к резко-континентальному.

Средняя годовая температура воздуха по всей области находится ниже нуля и изменяется от  $-0,6^{\circ}\text{C}$  на юге области (г. Томск) до  $-3,5^{\circ}\text{C}$  на северо-востоке (Ванжиль-Кынак). В области отчетливо выражен годовой ход температуры воздуха: максимум приходится на июль ( $+35^{\circ}\text{C}$ ), минимум – на январь ( $-55^{\circ}\text{C}$ ).

Изм. № подл.	
Подпись и дата	
Взамен инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-CX.1		Лист
------	---------	------	--------	---------	------	-------------	--	------

На территории Томской области в среднем за год выпадает от 400 до 600 мм осадков.

Всего на территории области насчитывается 573 реки, протяженность каждой из которых превышает 20 км. Общая протяженность учитываемых рек достигает 39,5 тыс. км.

Наиболее крупные притоки Оби это Томь, Чулым, Чая, Кеть, Парабель, Васюган и Тым. Томская область по ресурсам речного стока занимает одно из первых мест в Западной Сибири.

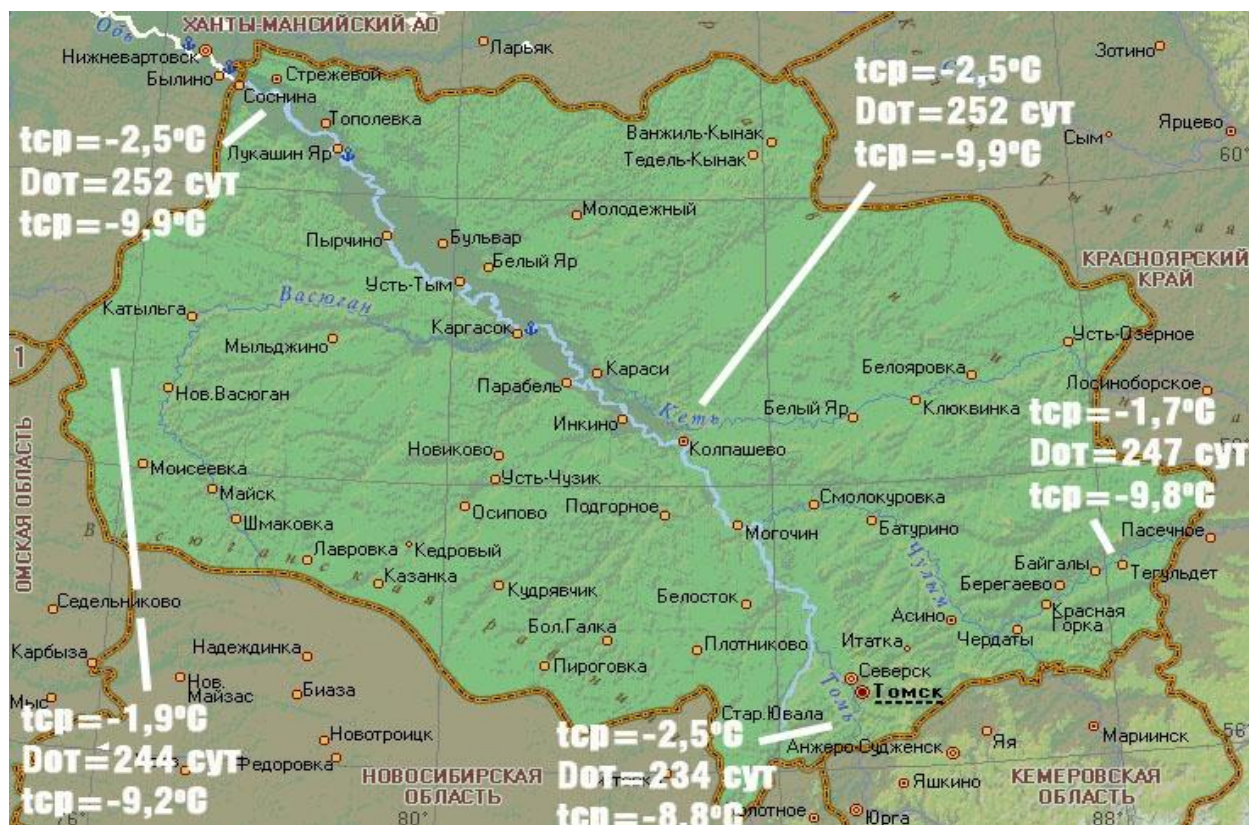


Рис. 1.3 Климатические условия:

$t_{ср}$  – среднегодовая температура, °C;  $D_{от}$  – продолжительность отопительного периода, сутки

Томская область богата природными ресурсами, такими как нефть (82 месторождения), природный газ, чёрные и цветные металлы, бурый уголь, торф и подземные воды. В области находится Бакcharское железорудное месторождение, являющееся одним из крупнейших в мире, предположительно здесь сосредоточено до 57% всей железной руды России. На территории Томской области расположено множество месторождений сырья для строительных материалов: глины, песка, известняков, глинистых сланцев, гравия.

Структура экономики области имеет ресурсную направленность с преобладанием добычи и первичной переработки углеводородного сырья.

Промышленность занимает ведущее место в экономике области, в ней занято почти четверть работающего населения области, создается свыше трети валового регионального продукта.

Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-CX.1	Лист

Структура промышленного производства области носит многоотраслевой характер. Основные отрасли промышленности: топливная, электроэнергетика, цветная металлургия, химическая и нефтехимическая, машиностроение и металлообработка, лесная, деревообрабатывающая и пищевая промышленность.

Доля энергетики в общем объеме промышленного производства Томской области составляет около 6%.

Стратегия развития транспортной сети России отводит важную роль Томской области в качестве моста между нефтегазовым Севером и быстро растущими экономиками Юго-Восточной Азии. Через территорию Томской области с севера на юг проложены магистральные нефте- и газопроводы, которым отводится заметное место в реализации стратегического проекта строительства трубопровода "Восточная Сибирь - Тихий океан" и газопровода "Ямал - Китай". В ближайшие годы предполагается модернизация трубопроводного транспорта в Томской области для увеличения его пропускной способности.

Высокая концентрация сектора науки и образования, доходы которого сегодня сопоставимы с объемами производства крупных отраслей промышленности (нефтехимии, электроэнергетики, пищевой промышленности и др.), является отличительной особенностью Томской области.

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №							497373-СХ.1	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		

## 2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Томской области за период 2008-2012 гг.

### 2.1 Общая характеристика Томской энергосистемы

Формирование энергосистемы состоялось в шестидесятые годы прошлого столетия в основном в городе Томске и прилегающем районе. Наиболее активный процесс формирования энергосистемы состоялся в семидесятые – восьмидесятые годы. В этот период выстроена железная дорога Асино – Белый Яр и выполнено электроснабжение потребителей прилегающих к железной дороге, осуществлено электроснабжение сельскохозяйственных потребителей юго-восточных районов области и начато активное освоение северных нефтегазовых месторождений. В районе месторождений строятся новые города (Стрежевой, Кедровый), начинается освоение Лугинецкого, Игольского, Герасимовского и других нефтегазовых месторождений, для электроснабжения которых строятся подстанции и линии электропередачи. ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая – Игольская выстроена в габаритах 220 кВ с перспективой перевода указанных подстанций на напряжение 220 кВ. С конца 80-х годов в стране начинается «перестройка» и освоение месторождений замедляется примерно до 2000 г. С появлением нового собственника ОАО «Томскнефть» ВНК вновь начинается активное освоение севера, в частности Северо-Васюанских нефтегазовых месторождений. Активно строятся сети 110–35 кВ, принадлежащие ОАО «Томскнефть» ВНК, при этом не учитывается износ магистральных линий и их ограниченная пропускная способность, которая препятствует дальнейшему росту нагрузок в этом районе.

Основными субъектами электроэнергетики, образующими региональную энергосистему Томской области являются:

- Томский филиал ОАО «ТГК–11», в ведении которого находятся три энергоисточника: Томская ГРЭС–2 (Рy–331 МВт), Томская ТЭЦ-3 (Рy–140 МВт) и Томская ПРК (Рy - 14,7 МВт).

- ОАО «Сибирский химический комбинат», в ведении которого находятся ТЭЦ установленной мощностью 549 МВт, а также сетевое хозяйство 35-110 кВ;

- Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» Томское ПМЭС находится под управлением филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири, которое входит в ОАО «ФСК ЕЭС». Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» Томское ПМЭС осуществляет эксплуатацию сетей 220–500 кВ. По сети 500 кВ энергосистема связана с объединённой энергосистемой Сибири, по сети 220 кВ с объединённой энергосистемой Урала. Негативной особенностью сформировавшейся системообразующей сети является её протяжённость (двухцепная ВЛ 220 кВ Томская – Парабель – Нижневартовская ГРЭС составляет 807 км), слабая связь с Тюменской энергосистемой, отсутствие резервирования;

- ОАО «Томская распределительная компания» находится под управлением ООО «ЭРДФ Восток». ОАО «ТРК» осуществляет эксплуатацию находящихся в собственности компании электрических сетей напряжением 35–110 кВ, по которым осуществляется распределение электрической энергии потребителям области. Распределительная сеть сформирована кольцевыми и радиальными связями. В состав ОАО «ТРК» входят районы электрических сетей, расположенные в основном в районных центрах области, и три территориальных дирекции: ТД «Центральные электрические сети», ТД «Восточные электрические сети» и ТД «Северные электрические сети»;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		Лист	
						497373-СХ.1		
Изн. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						

- ОАО «Томскнефть» ВНК. Этому обществу принадлежат электрические сети напряжением 35–110 кВ, расположенные в районе Северо-Васюганских нефтяных месторождений, сети напряжением 35 кВ, расположенные в районе Советско-Соснинского, Вахского и Малореченского месторождений. Эксплуатацию сети, принадлежащей ОАО «Томскнефть» ВНК, осуществляет ООО «ЭнергоНефтьТомск».

Основными энергоисточниками энергосистемы Томской области являются электростанции Томская ГРЭС-2 (Рy–331 МВт) и Томская ТЭЦ-3 (Рy–140 МВт), Томская ПРК (Рy–14,7 МВт) входящие в состав Томского филиала ОАО «ТГК–11», а также ТЭЦ СХК (549 МВт), принадлежащая ОАО «Сибирский химический комбинат». Остальные энергетические мощности представлены объектами малой генерации промышленных предприятий, как правило, газотурбинными и газопоршневыми электростанциями (станции промпредприятий) установленной мощностью 61,2 МВт. Энергосистема Томской области является дефицитной по мощности и электроэнергии, переток электроэнергии из соседних регионов, объединенных энергосистем Сибири и Урала в 2012 году составил 3,635 млрд. кВтч или 40 процентов годового потребления электроэнергии.

Прогнозы развития объединенных энергосистем Сибири и Урала показывают, что в настоящее время и на перспективу 5–10 лет эти энергосистемы будут избыточны (за исключением Тюменской области).

Электроэнергетическая система (ЭЭС) Томской области входит в состав объединенной энергосистемы (ОЭС) Сибири. На рисунке 2.1 показана сеть ЛЭП высокого напряжения (220 кВ – зеленые линии и 500 кВ – красные линии) части ОЭС Сибири. Достаточно «сильные» межсистемные электрические связи с энергосистемами Красноярской и Кемеровской областей позволят и впредь покрывать имеющийся дефицит мощности, с учетом его роста, за счет перетоков из соседних энергосистем.

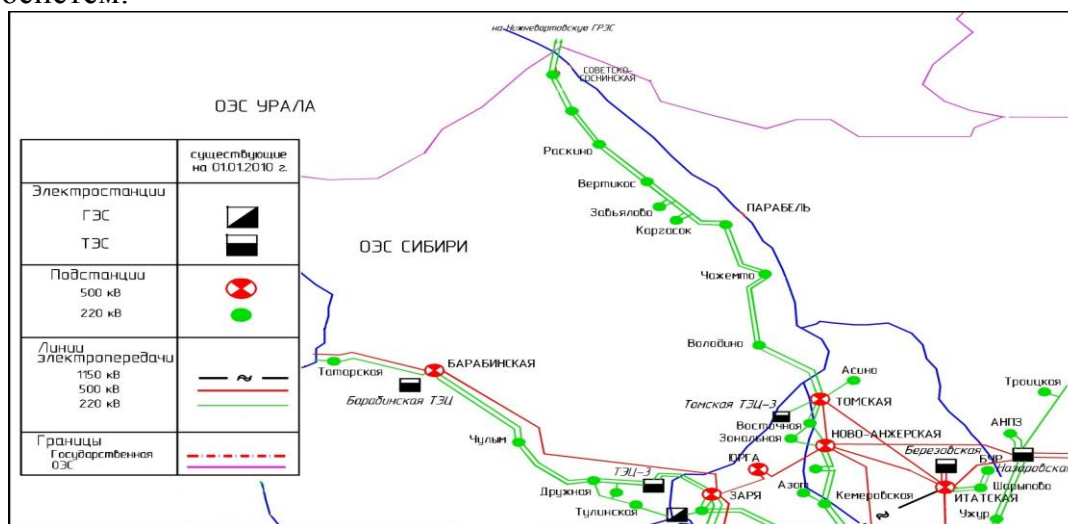


Рисунок 2.1 Схема линий электропередач ОЭС Сибири (часть, включающая энергосистему Томской области).

Однако дефицитность области по электроэнергии обуславливает поиск путей снижения ее зависимости от внешних поставщиков электроэнергии и повышения тем самым ее энергетической безопасности.

Наличие в области запасов природного газа и его добыча на уровне 4–4,2 млрд. куб. м позволяют потенциально рассматривать возможность строительства новых газовых энергоблоков на Томской ТЭЦ–3, мини–ТЭЦ на базе газотурбин-

Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

ных или газодизельных энергоблоков небольшой мощности. В то же время прогнозируемая тенденция опережающего роста стоимости на природный газ по сравнению со стоимостью угля предопределяет целесообразность использования газа только на эффективном энергетическом оборудовании.

Альтернативой развития электроэнергетики на газе следует считать развитие атомной энергетики и электростанций с использованием угля.

Следует также учитывать, что значительная часть генерирующего оборудования электростанций Томской области отработала свой парковый ресурс, изношена и требует замены.

Распределение электроэнергии по территории области осуществляется по электрическим сетям напряжением от 0,4 кВ до 220 кВ. С соседними энергосистемами область связана по ВЛ 500 и 220 кВ:

- с Красноярской: ВЛ 500 кВ Итатская – Томская;
- с Кузбасской: ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская, ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная, ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная, ВЛ 110 кВ Яш-кинская – Сураново; ВЛ 35 кВ Заря – Вознесенка;
- с Новосибирской: ВЛ 110 кВ Боярская – Чилино с отпайкой на ПС Кандауровская.

Энергосистема имеет также связь с ОЭС Урала (Тюменская энергосистема) по двухцепной ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская.

Общая протяженность ВЛ 110 кВ и выше составляет 7619,5 км (в одноцепном исполнении). На территории области эксплуатируется одна ПС 500/220 кВ с установленной мощностью автотрансформаторов 1002 МВА и 104 подстанции 110-220 кВ с установленной мощностью трансформаторов 7669,3 МВА.

Основной системообразующей линией Томской энергосистемы является двухцепная ВЛ 220 кВ Томск – Володино – Парабель – Советско-Соснинская длиной более 770 км. Из-за большой протяженности и малой пропускной способности эта линия не может служить в качестве транзитной для параллельной работы объединенной энергосистемы Сибири и объединенной энергосистемы Урала. В настоящее время точкой разделения электрических потоков этих энергосистем является ПС 220 кВ Парабель, тем самым потребители Томской области севернее этой подстанции получают электроэнергию из Тюменской энергосистемы.

Таким образом, наряду с решением вопросов по ликвидации дефицита энергетических мощностей необходимо решение проблем по электросетевой части.

## 2.2 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Томской области и структура электропотребления по основным группам потребителей

Основными промышленными предприятиями, влияющими на изменение потребления энергосистемы, являются предприятия нефтегазодобывающей, нефтеперерабатывающей, химической промышленности и газопроводный, нефтеперекачивающий транспорт.

Динамика электропотребления, среднегодовых темпов прироста электропотребления Томской энергосистемы за отчетный период представлена в таблице 2.2.1 и на рисунке 2.2.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №
--------------	----------------	---------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

Таблица 2.2.1

Динамика электропотребления и среднегодовых темпов прироста электропотребления в Томской энергосистеме за период 2008–2012 гг.

Наименование	2008	2009	2010	2011	2012
Электропотребление, Э, млн. кВт.ч	8890	8741	9051	8860	9177
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт.ч.	68	-149	310	-191	317
Среднегодовые темпы прироста, %	0,8	-1,7	3,6	-2,1	3,6

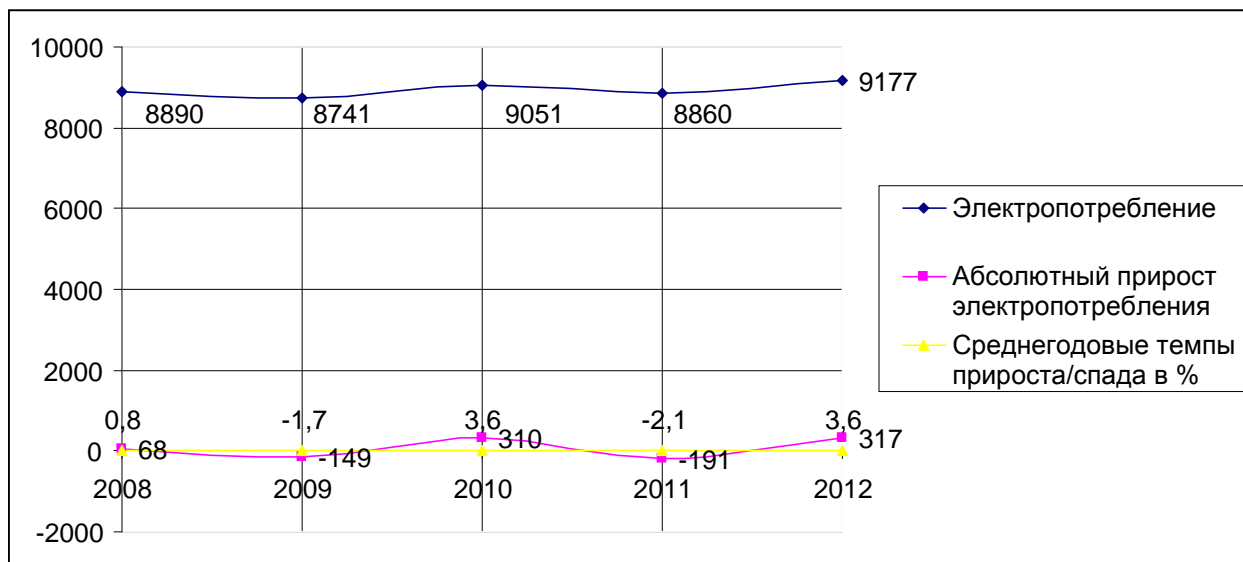


Рисунок 2.2 Динамика электропотребления и среднегодовых темпов прироста электропотребления в Томской энергосистеме за период 2008–2012 гг.

Как видно из таблицы 2.2.1 и рисунка 2.2, в Томской области в период 2008–2012 гг. электропотребление изменялось разнонаправленно: снижение электропотребления в 2009 и 2011 годах на 1,7% и 2,1% соответственно, увеличение электропотребления в 2008, 2010 и 2012 годах на 0,8%, 3,6% и 3,6% соответственно. В 2012 году электропотребление в Томской энергосистеме увеличилось на 3,2% по отношению к 2008 году.

Спад потребления электрической энергии в 2009 году обусловлен общим спадом промышленного производства региона вследствие экономического кризиса в Российской Федерации.

Относительно большой прирост электропотребления в 2012 году относительно 2009 года отчасти обусловлен аномально низкой среднегодовой температурой окружающего воздуха ( $-1,2^{\circ}\text{C}$ ), а также ростом электропотребления населением области.

Изм. № подл.	Взамен инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-CX.1	Лист

Таблица 2.2.2

Структура электропотребления по основным группам потребителей  
за 2008-2012 гг.

Наименование	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
	млн. кВтч	млн. кВтч	млн. кВтч	млн. кВтч	млн. кВтч
Промышленное производство	4887,9	4971,719	5029,808	4952,612	5061,8
В том числе:					
ОАО «СХК»	1278,085	1409,094	1392,188	1351,408	1380,6
ООО «Томскнефтехим»					
(«Сибурэнергоменеджмент»)	514,986	507,245	505,339	502,983	517,1
ООО «Русэнергоресурс»					
(ОАО «Транснефть»)	160,36	152,941	209,235	192,816	272,5
«РН-энерго»	1829,82	1863,771	1865,826	1852,812	1866,4
Межрегионэнергосбыт	228,85	251,855	309,154	282,678	232,6
Другие промышленные производства	875,799	786,813	748,066	769,915	792,6
Производственные нужды	89,528	96,18	92,482	89,379	90,5
Строительство	25,2	21,224	20,922	20,356	20,3
Транспорт и связь	121,391	101,733	97,447	74,246	25,7
Сельское хозяйство	109,294	103,481	99,749	75,918	77,9
Непромышленные потребители	41,235	97,263	131,020	137,851	308,7
Бытовое потребление (жилищно-коммунальный сектор)	277,999	248,006	218,195	255,597	264
Электроэнергия на компенсацию потерь	640,337	638,582	729,876	796,517	804,2
ОПП без населения	617,732	648,396	614,153	471,753	420
Население	975,686	1035,267	1106,348	1125,63	1159,4
Потери в электрических сетях ФСК	256,179	258,419	238,012	210,655	214,7
Собственные нужды электростанций	358,805	341,406	375,419	337,494	386,7
Нагрузка, покрываемая станциями пром-предприятий	169,927	180,001	286,359	314,225	343,1
Небаланс	318,787	-0,677	11,21	-2,233	0
ВСЕГО	8571,213	8741,677	9039,790	8862,233	9177,1

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №							Лист
			497373-СХ.1						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата				

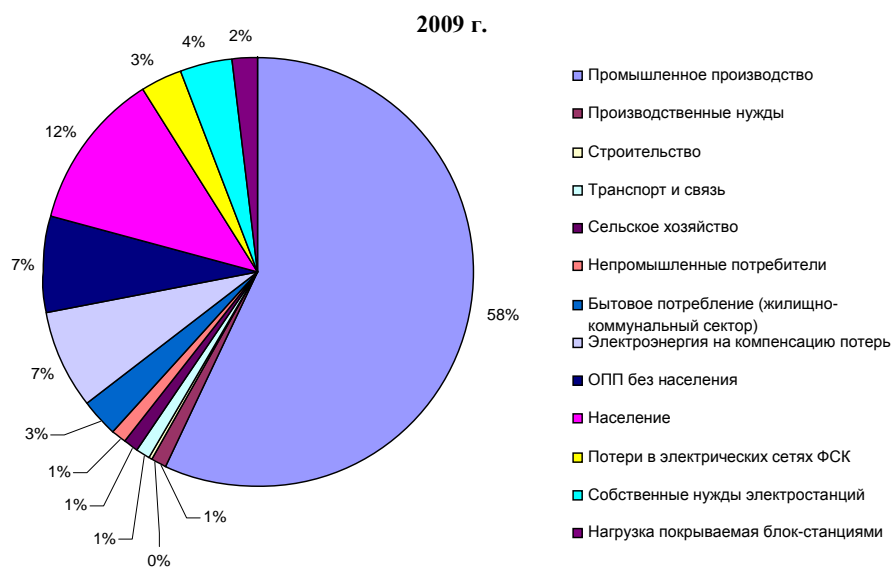
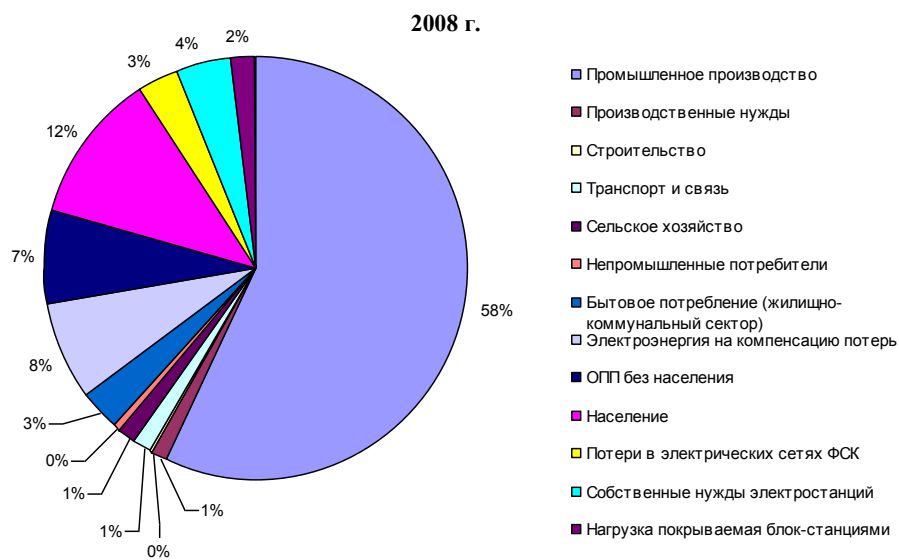
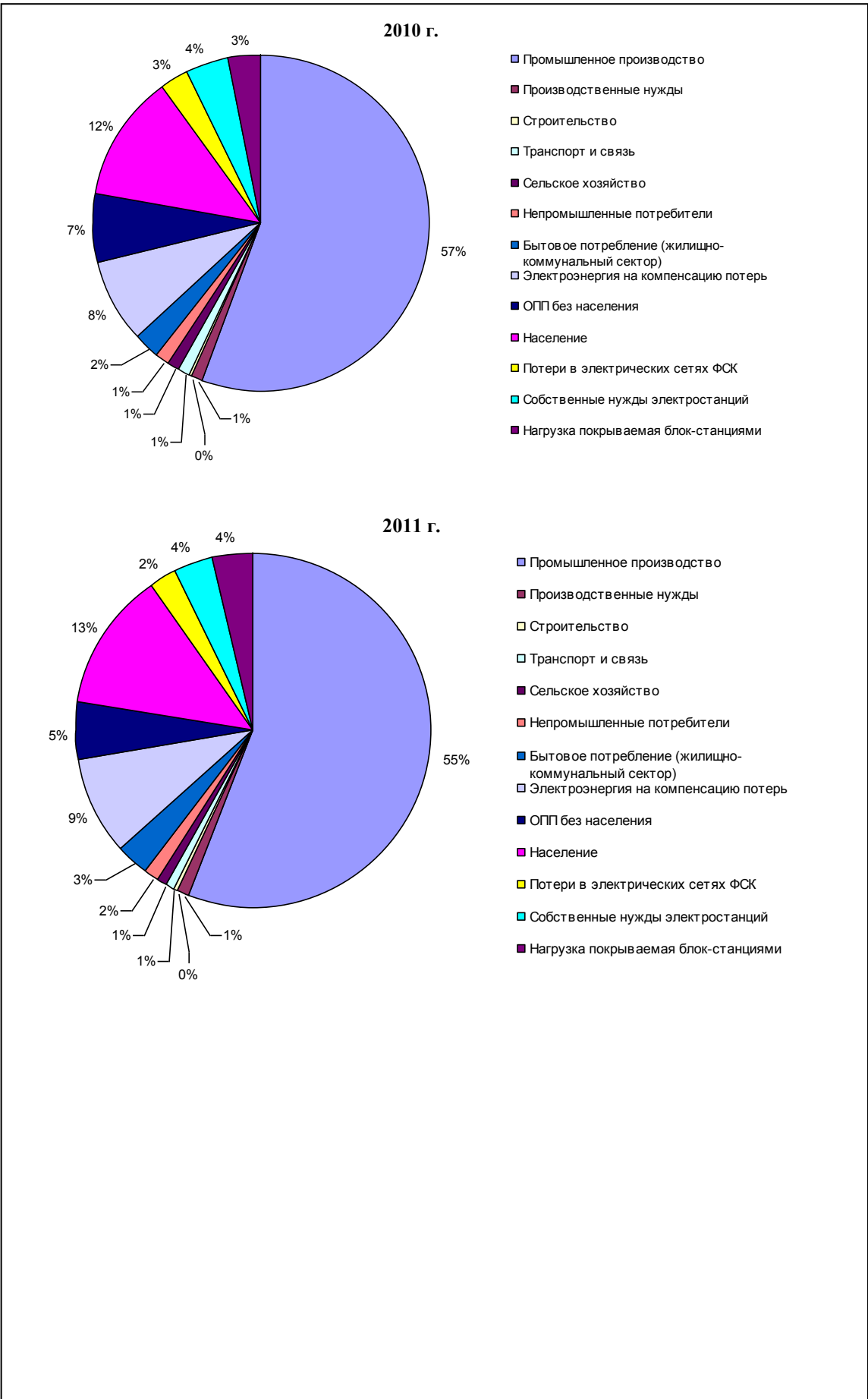


Рисунок 2.3 Структура электропотребления в энергосистеме Томской области  
2008–2009 гг.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		Лист	
						497373-CX.1		
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №



Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

497373-CX.1

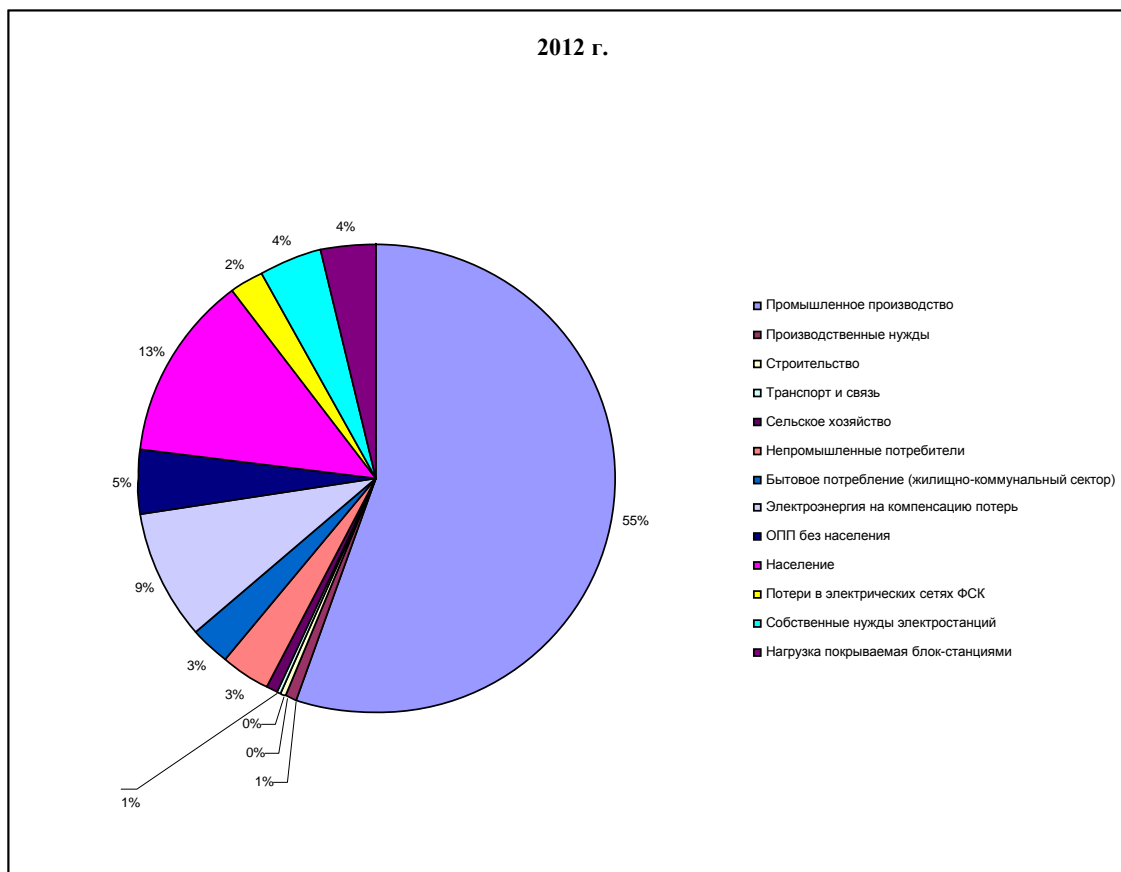


Рисунок 2.4 Структура электропотребления в энергосистеме Томской области 2010–2012 гг.

Анализ структуры электропотребления за 2008–2012 годы (рисунок 2.3, 2.4) показал, что растущий или практически неизменный характер электропотребления наблюдается для большинства отраслей экономики. Так, например, объем электропотребления, приходящийся на долю промышленности в процентном отношении к общему объему электропотребления, вырос до 58% в 2009 году. С 2010-2012 гг. в этом секторе экономики наблюдается некоторый спад, 1-2%.

Исключение составляют транспорт и связь, в этих секторах наблюдается некоторый процент снижения от общего электропотребления (до 0,27% в 2012 году). Электропотребление, приходящееся на долю непромышленных потребителей, выросло до 3,36% в 2012 году. Кроме того, в период с 2008 по 2012 годы наблюдается неуклонный рост электропотребления населением. Так, если в 2008 году объем электропотребления, приходящийся на долю населения в процентном отношении к общему объему электропотребления составлял 12%, то в 2012 году эта цифра составила уже 12,6%. В сельском хозяйстве с 2008 года зафиксировано снижение электропотребления с 1,1% в 2008 году до 0,85% в 2012 году от общего объема.

Такая динамика электропотребления связана с мировым финансово-экономическим кризисом, вследствие которого многие компании снизили свое производство, масштабы строительства значительно уменьшились, снизился уровень покупательной способности населения.

Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-CX.1	Лист

Самую большую долю в структуре общего электропотребления составляют потребители промышленного сектора экономики (порядка 58,0 %). Самую низкую долю – потребители строительного сектора (порядка 0,22%).

Потери электроэнергии в электрических сетях с 11,14% от суммарного электропотребления в 2008 г. снизились до 9,68% в 2012 г. Производственные нужды – составляют порядка 1,008-1,1 % от общего электропотребления в энергосистеме Томской области. Расход электроэнергии на собственные нужды станций снижался с 15,9% в 2008 г. до 15,4% в 2012 г.

### 2.3 Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности

Основными потребителями электроэнергии в Томской энергосистеме являются потребители топливно-энергетического комплекса. Они играют значительную роль в экономике Томской области.

Топливо-энергетический комплекс Томской области имеет в своем составе нефте- и газодобывающие предприятия, объекты электро- и теплоэнергетики. Наибольший удельный вес в общем объеме топливно-энергетической продукции области в настоящее время имеют нефтедобывающие предприятия.

Помимо предприятий нефтегазового комплекса на территории области функционируют предприятия химической и нефтехимической отраслей, машиностроения и металлообработки, лесопромышленного и строительного секторов, а также транспорта, сельского хозяйства и коммунально-бытового сектора.

На оптовом рынке электрической энергии Томской области действуют несколько независимых энергосбытовых компаний. К ним прежде всего относятся: ООО «Русэнергоресурс», ОАО «Сибурэнергомеджмент», ОАО «Томская энергосбытовая компания».

**ООО «Русэнергоресурс»** – энергосбытовая компания, занимающаяся поставками электрической энергии на предприятия ОАО «Транснефть». На территории Томской области ООО «Русэнергоресурс» производит покупку электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности для нужд ОАО «Магистральные нефтепроводы центральной Сибири» (ОАО «Центрсибнефтепровод»).

**ОАО «Сибурэнергомеджмент»** – энергосбытовая компания, занимающаяся поставками электрической энергии на предприятия ОАО «СИБУР Холдинг». СИБУР – лидер нефтехимии России и Восточной Европы с полным охватом отраслевого цикла. На территории Томской области ОАО «Сибурэнергомеджмент» производил покупку электроэнергии и мощности для нужд ООО «Томскнефтехим» с 2008 г. С 1 января 2010 года покупку электроэнергии и мощности по группе точек поставки ООО «Томскнефтехим» ОАО «Сибурэнергомеджмент» производит на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

**ОАО «Томская энергосбытовая компания»** – крупнейшая на данный момент энергосбытовая компания Томской области, осуществляет деятельность в качестве гарантирующего поставщика, границы зоны деятельности которой определены по административным границам Томской области. Доля рынка ОАО «Томская энергосбытовая компания» составляет 87%. ОАО «Томская энергосбытовая компания» обслуживает более 200 тыс. потребителей электрической энергии.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Лист

Таблица 2.3.1

Перечень основных потребителей электрической энергии

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн. кВт.ч
1.	<b>ООО «Русэнергоресурс»</b>	Почтовый адрес: 105066, г. Москва, ул. Ольховская, дом 27, стр. 3. Юридический адрес: 117049, г. Москва, Ленинский проспект, дом 4, стр. 1-а.	Энергосбытовая компания, занимающаяся поставками электрической энергии на предприятия ОАО «Транснефть».	192,816
2.	<b>ОАО «Сибурэнергоменеджмент»</b>	Почтовый адрес: 394029, г. Воронеж, Ленинский проспект, дом 15, корпус 2, офис 238. Юридический адрес: 394014, г. Воронеж, Ленинский проспект, дом 2.	Энергосбытовая компания, занимающаяся поставками электрической энергии на предприятия ОАО «СИБУР Холдинг».	502,985
3.	<b>ОАО «РЖД»</b>	Почтовый адрес: 107174, Москва, ул. Новая Басманная ул., д. 2. Юридический адрес: 107174, Москва, ул. Новая Басманная ул., д. 2	Грузовые и пассажирские железнодорожные перевозки.	31,591
4.	<b>МУП «Томский энергокомплекс»</b>	Почтовый адрес: 634021, г. Томск, ул. Шевченко, 41а	Деятельность по обеспечению водоснабжения, водоотведения и канализации.	146,812
5.	<b>ОАО «Сибэлектромотор»</b>	Почтовый адрес: 634012, г. Томск, пр. Кирова, 58	Промышленный комплекс с полным технологическим циклом производства асинхронных электродвигателей, чугунного литья и изделий из него	22,365

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Окончание таблицы 2.3.1

6.	<b>ЗАО «Сибкабель».</b>	Почтовый адрес: 634000, г. Томск, ул. Пушкина, 46	Производство кабельно-проводниковой продукции.	25,921
7.	<b>ООО «Томское пиво».</b>	Почтовый адрес: 634028, Россия, г. Томск, Московский тракт, 46.	Производство пивоваренной продукции	17,231
8.	<b>ЗАО «Сибирская аграрная группа».</b>	Почтовый адрес: 634009, г. Томск, пер. Кооперативный, 4.	Компания представляет собой вертикально-интегрированный агропромышленный холдинг с полным производственно-сбытовым циклом, где все процессы идут по замкнутой цепи - от производства комбикормов до производства мясной продукции и ее реализации	25,897
9.	<b>ООО «Энергокомфорт» Сибирь» (ГК ООО «Энергострим»)</b>	Почтовый адрес: 634034, г. Томск, ул. Котовского, 19.	Осуществляет реализацию конечным потребителям электрической энергии на территории города Томска и частично - Томского района	440,708
10.	<b>ООО «РН-Энерго»</b>	Почтовый адрес: 115419, г. Москва, ул. Малая Калужская, д. 15, стр. 28.	На территории Томской области ООО «РН-Энерго» приобретает электрическую энергию и мощность для нужд ОАО «Томскнефть» ВНК. ОАО «Томскнефть» ВНК	1 852,812
11.	<b>ОАО «Межрегионэнергосбыт» (VIP-клиент ОАО «Томская энергосбытовая компания»)</b>	Почтовый адрес 119526, г. Москва, пр-т Вернадского, д.101, корп.3.	Независимая энергосбытовая компания, потребитель электрической энергии, занимающаяся поставками электрической энергии на предприятия ОАО «Газпром трансгаз Томск»	282,678

497373-СХ.1

Лист

## 2.4 Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки

Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы и среднегодовых темпов прироста собственного максимума нагрузки энергосистемы Томской области за отчетный период представлена в таблице 2.4.1 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.4.1

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в энергосистеме Томской области за период 2008–2012 гг.

Наименование	2008	2009	2010	2011	2012
Собственный максимум нагрузки, МВт	1319	1373	1435	1384	1420
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-16	54	63	-52	36
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,3	4,1	4,5	-3,6	2,6

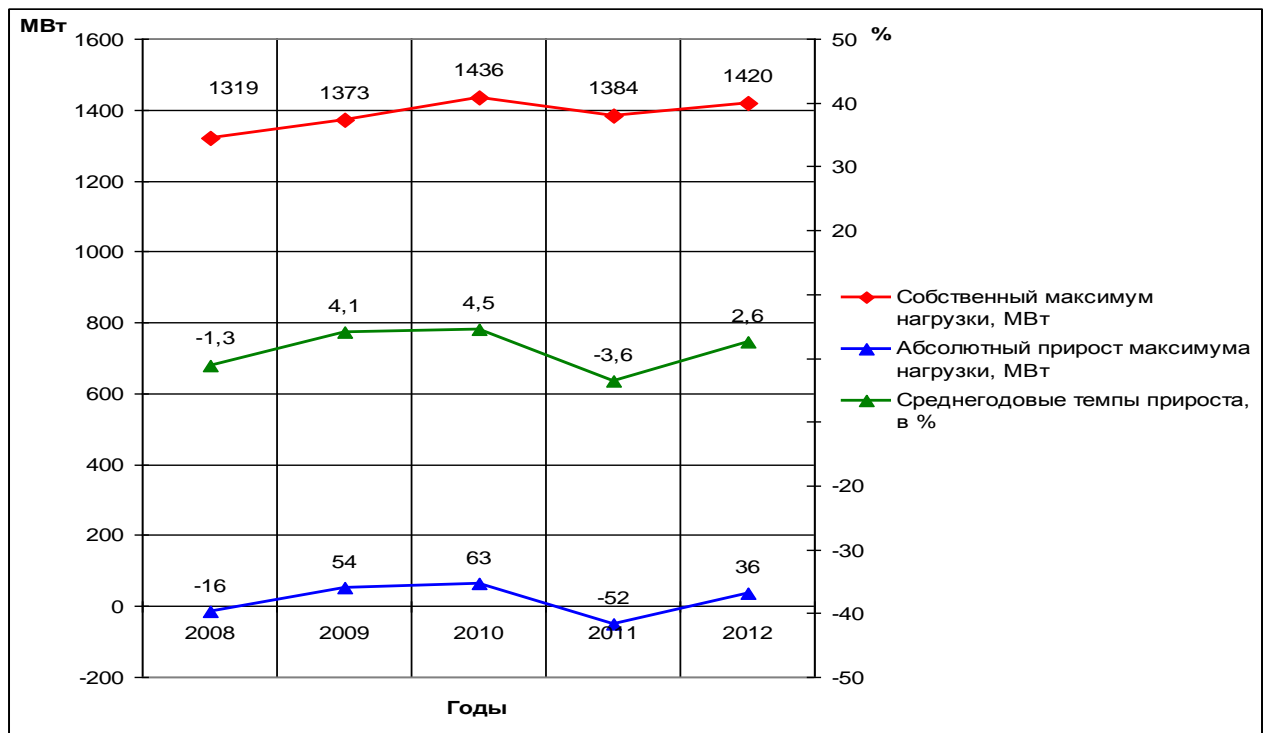


Рисунок 2.5 Динамика изменения максимума нагрузки в Томской энергосистеме за период 2008–2012 гг.

С 2009 года наблюдается рост максимума нагрузки энергосистемы. Относительно большой рост максимума нагрузки в 2010 году относительно 2009 года отчасти обусловлен аномально низкой среднегодовой температурой окружающего воздуха ( $-1,2^{\circ}\text{C}$ ), а также ростом электропотребления населением области.

К наиболее крупным узлам нагрузки энергосистемы Томской области относятся следующие подстанции:

- ПС 220/110/35/10 кВ Восточная. На подстанции установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, (находятся в

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						497373-CX.1	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись		

эксплуатации с 1975-1978 гг., срок службы 38 и 35 года), три трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый (установлены в 1982, 1983, 2012 гг., в эксплуатации 31, 30 и 1 год). Загрузка каждого автотрансформатора в нормальном режиме работы сети составляет 42%, загрузка каждого трансформатора в нормальном режиме составляет 30%.

- ПС 220/110/10 кВ Зональная. На подстанции установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ АТ-1, АТ-2 мощностью 200 МВА каждый (находятся в эксплуатации с 1992 и 2012 г.г., срок службы 21 и 1 год). Загрузка каждого автотрансформатора в нормальном режиме составляет по 30%;

- ПС 220/110/35/6 кВ Советско-Соснинская. На подстанции установлены три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый, (находятся в эксплуатации с 1980–1981 гг., срок службы 33 и 32 года), два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый (установлены в 1973 году, в эксплуатации 40 лет). Загрузка каждого автотрансформатора в нормальном режиме работы сети составляет 94%. При аварийном отключении одного из автотрансформаторов оставшиеся в работе перегружаются более чем на 45%. Загрузка трансформаторов в нормальном режиме составляет 68%. При аварийном отключении одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор перегружается более чем на 40%;

- ПС 220/110/10 кВ Чапаевка. На подстанции установлены три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый, (находятся в эксплуатации с 1976 года, срок службы 37 лет). В работе находятся два автотрансформатора, один автотрансформатор в резерве. Загрузка каждого автотрансформатора в нормальном режиме работы составляет 45%;

- ПС 220/110/10 кВ Парабель. На подстанции установлены три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый, (два автотрансформатора установлены в 1972 году, срок службы 41 год, один – в 1984 г., срок службы 29 лет). Загрузка каждого автотрансформатора в нормальном режиме работы составляет 63%. При аварийном отключении одного из автотрансформаторов, оставшиеся в работе загружены на 94%.

Перечень основных крупных узлов нагрузки энергосистемы Томской области приведены в таблице 2.4.2.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		

Взамен инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

Таблица 2.4.2

## Перечень основных крупных узлов нагрузки энергосистемы Томской области

№ п/п	Наименование энергоузла	Зимний замер максимума нагрузки, МВт					Резерв мощности центра питания, МВт
		2008	2009	2010	2011	2012	
1.	<b>ПС 220 кВ Восточная</b>						
	220 кВ	182	149,9	158	164	167	
	110 кВ	182	149,9	158	164	167	16
	35 кВ	33	31,1	39,6	39	31,4	0
	10 кВ	34	33,7	34,3	35	36,4	0
2.	<b>ПС 220 кВ Зональная</b>						
	220 кВ	132	98,4	107,3	110	129	
	110 кВ	132	98,4	107,3	110	129	12
3.	<b>ПС 220 кВ Чапаевка</b>						
	220 кВ	69,6	68,1	66,4	62,3	57	
	110 кВ	69	67,5	65,7	61,6	57	56,6
	10 кВ	0,6	0,6	0,7	0,7	0,5	29,9
4.	<b>ПС 220 кВ Парабель</b>						
	220 кВ	110	115,2	110	120,7	131	
	110 кВ	102	101,8	91,9	106,8	116	0
	10 кВ	7,7	13,4	18,1	13,9	14,7	0
5.	<b>ПС 220 кВ Советско-Соснинская</b>						
	220 кВ	129	134,6	140,3	134	136,5	
	110 кВ	129	134,6	140,3	134	136,5	0
	35 кВ	48,4	55,6	54,5	51	51,1	0
	6 кВ	4	10,1	12,6	12,5	9,8	0
6.	<b>ПС 500 кВ Томская</b>						
	500 кВ	346	274,2	273,1	277	378,4	нет данных
	220 кВ	361	273,7	273,1	276,5	377,8	
	10 кВ	0,6	0,5	0,4	0,5	0,6	

### 2.5 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Томской области, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей.

Основными источниками тепловой энергии, осуществляющими централизованное теплоснабжение на территории Томской области, являются:

1) город Томск:

Томский филиал ОАО «ТГК-11» в составе:

- Томской ГРЭС-2 установленной тепловой мощностью 815 Гкал/час;

- Томской ТЭЦ-3 установленной тепловой мощностью 780 Гкал/час;

- ПРК (пиковая резервная котельная) установленной тепловой мощностью 896 Гкал/час;

2) город Северск:

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

- ОАО «СХК» с ТЭЦ СХК установленной тепловой мощностью 780 Гкал/час;

3) город Стрежевой:

- ООО «Стрежевой теплоэнергоснабжение» установленной тепловой мощностью:

- Котельная №3 150,0 Гкал/час

- Котельная №4 120,0 Гкал/час

В теплоснабжении муниципальных образований Томской области участвуют более 500 источников суммарной мощностью 3993,4 Гкал/ч, обеспечивающих теплом население и бюджетофинансируемые организации. Основную часть всех источников теплоснабжения, работающих на территории области, составили мелкие, маломощные источники, установленная мощность которых не превышает 3 Гкал/ч. В общем числе источников теплоснабжения их доля составила 80,9%, а в полном объеме производимой теплоэнергии лишь 6,2%. Динамика потребления тепловой энергии за последние пять лет приведена в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1

Динамика потребления тепловой энергии за последние пять лет

Наименование показателя	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Потребление тепловой энергии	Тыс. Гкал	7043,51	7370,43	7340,39	7186,87	7627,64
Абсолютный прирост/спад теплопотребления	Тыс. Гкал	295,05	326,92	-30,04	-153,52	440,77
Среднегодовые темпы прироста/спада	%	4,19	4,43	-4,09	-2,13	6,13

Структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных генерирующих компаний Томской области за 2012 г. представлена в таблице 2.5.2.

Таблица 2.5.2

Структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных генерирующих компаний Томской области

№№ п.п	Наименование энергоисточников	Отпуск тепловой энергии (2012 год), тыс. Гкал
Всего от ТЭС, в т. ч.:		7 627,643
1	Структурные подразделения Томского филиала ОАО «ТГК-11», в т. ч.: Томская ГРЭС-2 Томская ТЭЦ-3 Томская ПРК (ГТУ-16)	4 955,043 2 269,590 1 897,323 788,130
2	ОАО «СХК» ТЭЦ СХК	2 672,600
Всего от котельных, в т. ч.:		626,490
1	Муниципальные котельные, арендуемые Томским филиалом ОАО «ТГК-11»	35,640
2	ООО «Стрежевой теплоэнергоснабжение»	590,850

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
------	---------	------	-------	---------	------	-------------	------

Потребление тепловой энергии по основным группам потребителей за последние пять лет представлено в таблице 2.5.3.

Таблица 2.5.3

Динамика потребления тепловой энергии за последние пять лет по основным группам потребителей

Наименование показателя	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Потребление тепловой энергии, в том числе:	Тыс. Гкал	7043,51	7370,43	7340,39	7186,87	7627,64
- население	Тыс. Гкал	4598,59	4782,41	4747,07	4647,78	4942,71
- бюджетные организации	Тыс. Гкал	1050,61	1035,04	1027,39	1005,9	1052,61
- промышленные и приравненные к ним потребители	Тыс. Гкал	456,17	529,76	525,86	514,86	556,82
- прочие потребители	Тыс. Гкал	938,14	1023,22	1040,07	1018,32	1075,50

2.6 Перечень основных групп потребителей тепловой энергии

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии г. Томска представлен в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1

Основные группы потребителей тепловой энергии

№№ п.п	Наименование потребителя	Годовой объем теплоснабжения, тыс. Гкал	Источник покрытия тепловой нагрузки	Присоединенная нагрузка Гкал/час
1	Частный сектор	109 956,64	ГРЭС-2; ТЭЦ-3; ПРК	36,64
2	ТСЖ	2 651 668,60	ГРЭС-2; ТЭЦ-3; ПРК	883,595
3	Административные учреждения (Федеральные, региональные, муниципальные)	69 113,03	ГРЭС-2; ТЭЦ-3; ПРК	23,03

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
------	---------	------	--------	---------	------	-------------	------

№№ п.п	Наименование потребителя	Годовой объем теп- лопотребле- ния, тыс. Гкал	Источник по- крытия тепло- вой нагрузки	Присо- единен- ная нагрузка Гкал/час
4	Предприятия малого бизнеса, сферы услуг	1 206 281,96	ГРЭС-2; ТЭЦ-3; ПРК	401,96
5	Учебные заведения	294 575,16	ГРЭС-2; ТЭЦ-3; ПРК	98,159
6	ГУП «ККП ТНЦ СО РАН»	20 2276,40	ГРЭС-2;	67,40
7	Детские и дошкольные заведения	53 057,68	ГРЭС-2; ТЭЦ-3; ПРК	17,68
8	Медицинские учреждения	74 334,77	ГРЭС-2; ТЭЦ-3; ПРК	24,77
9	Томский филиал ОАО «ТГК-11» (объекты теплоснабжения)	44 804,93	ГРЭС-2; ТЭЦ-3; ПРК	14,93
10	УФСИН России	29 349,78	ГРЭС-2; ТЭЦ-3; ПРК	9,78
11	Строительно-монтажные предприятия	21 457,15	ГРЭС-2; ТЭЦ-3; ПРК	7,15
12	Промышленные предприятия:		ГРЭС-2; ТЭЦ-3; ПРК	
	Мелкие	167 095,68		55,68
	Средние и крупные:			
	ОАО «Сибэлектромотор»	16 842,00		5,61
	ОАО «ТПО «Контур»	30 100,03		10,03
	ЗАО «Сибкабель»	11 580,00		3,86
	ООО «Горсети»; ОАО «ТРК»	25 508,50		8,50
	ЗАО «Сибэлектромонтаж»	20 016,67		6,67
	ОАО «Томскавтотранс»	18 006,00		6,00
	ООО «Сибирская карандашная фабрика»	13 894,63		4,63
	ОАО «ТомскАгроИнвест»	12 334,11		4,11
	ОАО «Томскзеленстрой»	11 823,94		3,94
	ОАО «НИИПП»	7 802,6		2,6
	ОАО «Томскоблгаз»	8 372,79		2,79
	ОАО «НПЦ «ПОЛЮС»	8 445,00		2,82
	УМП «Спецавтохозяйство»	6 632,21		2,21

## 2.7 Структура установленной электрической мощности и выработки электрической энергии на территории Томской области

В Томской области в настоящее время в эксплуатации находятся три крупных источника генерации, два из которых входят в состав Томского филиала ОАО «ТГК-11» и один в состав ОАО «СХК» (Росатом), а также три газотурбинные электростанции нефтегазодобывающей отрасли, котельная ООО «Томскнефтехим» и в 2012 году введена в эксплуатацию принадлежащая Томскому филиалу ОАО

Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инов. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1				
										Лист

«ТГК-11» Томская ПРК. Основные показатели электростанций приведены в таблице 2.7.1.

Таблица 2.7.1

Основные показатели электростанций за 2012 год

Наименование электростанций	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность*, МВт	Выработка эл.энергии**, млн. кВт.ч
Структурные подразделения Томского филиала ОАО «ТГК-11» в т.ч.:	485,7	485,7	2649,357
Томская ГРЭС-2	331	331	1730,037
Томская ТЭЦ-3	140	140	916,629
Томская ПРК (ГТУ-16)	14,7	14,7	2,691
ОАО «СХК»			
ТЭЦ СХК	699	557***	2549,557
Нефтегазодобывающая отрасль ГТЭС	43,5	26	235,053
Котельная ООО «Томскнефтехим»	17,7	14	107,998
<b>Итого по области</b>	<b>1245,9</b>	<b>1108,7</b>	<b>5541,965</b>

\* Располагаемая мощность указана на месяц максимального потребления Томской энергосистемы;

\*\* Выработка электроэнергии указана за 2012г.

\*\*\* Располагаемая мощность указана с учетом сетевых ограничений на выдачу мощности в сечении «СХК – Томская энергосистема» на зимний период.

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №							Лист
			497373-СХ.1						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата				

## 2.8 Перечень существующих электростанций, включая блок-станции, установленной мощностью выше 5 МВт.

В Томской области в настоящее время в эксплуатации находятся три крупных источника генерации, два из которых входят в состав Томского филиала ОАО «ТГК-11» и один в состав ОАО «СХК» (Росатом). Установленная мощность основных электростанций приведена в таблице 2.8.1. Состав оборудования энергоисточников представлен в таблице 2.8.2.

Таблица 2.8.1

Установленная мощность электростанций Томской области на 01.01.2013г., МВт.

Электростанции	Установленная мощность
<b>ВСЕГО</b>	<b>1095,9</b>
Томская ГРЭС-2	331
Томская ТЭЦ-3	140
Томская ПРК ГТУ-16	14,7
Дизельные и газодизельные электростанции	43,5
ТЭЦ СХК	549*
Котельная ООО «Томскнефтехим»	17,7

\* - вывод из эксплуатации с 01.01.2013г. ТГ-3, ТГ-4, ТГ-5 ТЭЦ СХК на основании заключения Минэнерго России от 05.09.2012 № МК-8119/10.

Таблица 2.8.2

Состав оборудования энергоисточников на 01.01.2013 год

Ст. №№	Наименование, тип	Паропроизводительность, т/ч Мощность, МВт	Параметры пара		Год ввода
			Давление, МПа	Температура, °С	
1	2	3	4	5	6
<b>ТЭЦ СХК</b>					
	<b>Котлоагрегаты</b>				
1	ТП-230	230	9,8	510	1953
2	ТП-230	230	9,8	510	1953
6	ТП-230	230	9,8	510	1955
7	ТП-230	230	9,8	510	1956
9	ТП-230	230	9,8	510	1957
10	ТП-230	230	9,8	510	1959
11	ТП-230	230	9,8	510	1959
12	ТП-10	220	9,8	540	1959
13	ТП-10	220	9,8	540	1959
14	ТП-10	220	9,8	540	1960
15	ТП-10	220	9,8	540	1960
17	ТП-10	220	9,8	540	1961
18	ТП-12	220	9,8	540	1961
20	БКЗ-210	210	9,8	540	2000
	<b>Турбоагрегаты</b>				
1	ВТ-25-4	25	8,8	500	1953
2	ВПТ-25-3	25	8,8	500	1953
6	ВК-50-2М	50	8,8	500	1955
7	ВПТ-25-3	25	8,8	500	1956
9	Р-12-90/16М	12	8,8	500	1982
10	Т-115-8.8	100	8,8	500	2008
11	ВКТ-100М	100	8,8	535	1959

Взамен инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
------	---------	------	-------	---------	------	-------------	------

Ст. №№	Наименование, тип	Паропроизводительность, т/ч Мощность, МВт	Параметры пара		Год ввода
			Давление, МПа	Температура, °С	
1	2	3	4	5	6
12	ВКТ-100М	100	8,8	535	1959
14	ВКТ-100М	100	8,8	535	1961
15	Р-12-90/16М	12	8,8	535	1988
Томский филиал ОАО «ТГК-11» Томская ГРЭС-2					
	Турбоагрегаты				
2	Т-50/60-8,8	50	90	500	2009
3	Т-43-90-2М	43	90	500	1953
5	Т-43-90-2М	43	90	500	1958
6	ПТ-25-90/10	25	90	500	1959
7	ПТ-60-90/13	60	90	535	1960
8	Т-118/125-130-8	110	130	555	1997
	Котлоагрегаты				
3	БКЗ-220-100-4	220	100	510	1981
4	ТП-230	230	100	510	1953
5	ТП-230	230	100	510	1953
6	ТП-230	230	100	510	1958
7	ТП-230	230	100	510	1959
8	ТП-230	230	100	510	1960
9	БКЗ-220-100-4-ф	220	100	540	1968
10	БКЗ-210-140	210	140	560	1986
11	БКЗ-210-140	210	140	560	1988
12	БКЗ-210-140	210	140	560	1994
Томский филиал ОАО «ТГК-11» Томская ТЭЦ-3					
	Турбоагрегаты				
1	ПТ-140/165-130/15-3	140	130	550	1996
	Котлоагрегаты				
1	БКЗ-500-140-1	500	140	560	1996
2	БКЗ-500-140-1	500	140	560	2000
	ПВК				
	Котлоагрегаты				
1	Е-160-24	160	24	250	Окт.1988
2	Е-160-24	160	24	250	Дек.1988
3	Е-160-24	160	24	250	Мар.1989
4	Е-160-24	160	24	250	Дек.1989
5	Е-160-24	160	24	250	Дек.1991
Томский филиал ОАО «ТГК-11» ПРК					
	Котлоагрегаты				
1	КВ-ГМ-140-150н	120			Дек. 2007
3	ПТВМ-100	100			Окт.1979
4	ПТВМ-180	180			Дек.1980
5	ПТВМ-180	180			Янв.1983
6	ПТВМ-180	180			Дек.1983
7	ДЕ-25-14 ГМ	25			Дек.1982
	газотурбинная установка ТИТАН-130	14,7			Дек. 2012
ООО «Стрежевой теплоэнергоснабжение»					

Ив. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист



## 2.9 Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Томской области за период 2008–2012 гг.

Томская энергосистема входит в состав Западной части ОЭС Сибири и является дефицитной энергосистемой. Энергоисточники Томской энергосистемы покрыли в отчетном (2012 году) 56,9% (808,4 МВт) от общего максимума нагрузки по энергосистеме. Весь дефицит мощности в системе покрывается путем передачи мощности из ОЭС Сибири и ОЭС Урала.

Балансы мощности и электроэнергии сформированы в соответствии с уточненными данными отчетов Филиала ОАО «СО ЕЭС» Томское РДУ (далее - Томское РДУ) по годам за период 2008–2012 гг. и приведены в таблицах 2.9.1., 2.9.2.

Таблица 2.9.1

### Баланс электроэнергии энергосистемы Томской области

Год	2008	2009	2010	2011	2012
	млн. кВтч	млн. кВтч	млн. кВтч	млн. кВтч	млн. кВтч
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
<b>Электропотребление</b>	<b>8890</b>	<b>8741</b>	<b>9051</b>	<b>8860</b>	<b>9177</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
<b>Выработка, в том числе:</b>	<b>5025,3</b>	<b>4700,313</b>	<b>4426,521</b>	<b>5070,657</b>	<b>4820,94</b>
Томская ГРЭС-2	1474,806	1368,422	1606,019	1284,141	1730,037
Томская ТЭЦ-3	888,915	775,023	870,34	907,47	916,629
Томская ПРК ГТУ-16	-	-	-	-	2,691
АЭС СХК	458,021	-	-	-	-
ТЭЦ СХК	1708,644	2103,075	2307,938	2315,084	2549,557
ГТЭС 2x6 МВт Игольско-Талового нмр*	-	-	-	45,047	88,633
Игольская ГТЭС	154,113	163,894	165,889	153,034	130,737
Мыльджинская ГДЭС	15,814	16,107	15,588	15,687	15,683
Котельная ООО «Томскнефтехим»	-	-	104,883	100,477	107,998
<b>Сальдо-переток из смежных энергосистем, в том числе:</b>	<b>4219,7</b>	<b>4314,4</b>	<b>3980,7</b>	<b>4039,3</b>	<b>3635,2</b>
Красноярская ЭС	2318	2097	1615	2166	1810
Кузбасская ЭС	226	477	557	123	137
Новосибирская ЭС	1,7	3,4	3,7	4,3	1,717
Тюменская ЭС	1674	1737	1805	1746	1686

Взамен инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

497373-СХ.1

Лист

## Баланс мощности энергосистемы Томской области

Наименование показателей	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
Электропотребление, млн. кВтч	8890	8741	9051	8860	9177
Число часов использования, Nmax	6400	6366	6303	6402	6464
<b>Максимум нагрузки, МВт</b>	<b>1389</b>	<b>1373</b>	<b>1436</b>	<b>1384</b>	<b>1420</b>
<b>Итого потребность, МВт</b>	<b>1389</b>	<b>1373</b>	<b>1436</b>	<b>1384</b>	<b>1420</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
<b>Установленная мощность, МВт, в т.ч.:</b>				<b>1231,2</b>	<b>1245,9</b>
<b>ТЭС в том числе:</b>				<b>1170</b>	<b>1187,7</b>
Томская ГРЭС-2				331	331
Томская ТЭЦ-3				140	140
Томская ПРК ГТУ-16					14,7
ТЭЦ СХК				699	699
<b>АЭС, в том числе:</b>				<b>0</b>	<b>0</b>
ЭС-2 СХК				0	0
<b>Прочие источники генерации</b>				<b>61,2</b>	<b>61,2</b>
Игольская ГТЭС				36	36
Мыльджинская ГДЭС				7,5	7,5
Котельная ООО «Томскнефтехим»				17,7	17,7
<b>Располагаемая мощность, МВт в т.ч.</b>				<b>1064</b>	<b>1101,9</b>
<b>ТЭС, в том числе:</b>				<b>1026</b>	<b>1040,7</b>
Томская ГРЭС-2				331	331
Томская ТЭЦ-3				140	140
Томская ПРК ГТУ-16					14,7
ТЭЦ СХК				557*	557*
<b>АЭС, в том числе:</b>				<b>0</b>	<b>0</b>
ЭС-2 СХК				0	0
<b>Прочие источники генерации</b>				<b>38</b>	<b>61,2</b>
Игольская ГТЭС				24	36
Мыльджинская ГДЭС				2	7,5
Котельная ТНХК				14	17,7
<b>Используемая в балансе мощность, МВт в т.ч.</b>	<b>1389</b>	<b>1373</b>	<b>1436</b>	<b>1384</b>	<b>1420</b>
<b>ТЭС, в том числе:</b>	<b>878</b>	<b>778</b>	<b>926</b>	<b>839</b>	<b>808,4</b>
Томская ГРЭС-2	270	275	281	302	326,5
Томская ТЭЦ-3	140	138	138	140	138,9
ТЭЦ СХК	448	345	468	358	307,3
<b>АЭС, в том числе:</b>					
ЭС-2	150	0	0	0	0
<b>Прочие источники генерации</b>	20	20	39	<b>39</b>	<b>35,7</b>
<b>Сальдо-переток из смежных энергосистем, в т.ч.:</b>	511	595	510	545	611,6
Красноярская ЭС	0	0	0	0	273
Кузбасская ЭС	328	360	275	289	115
Новосибирская ЭС	0	1	1	0	0
Тюменская ЭС	219	234	234	256	223,6

\* Располагаемая мощность указана с учетом сетевых ограничений на выдачу мощности в сечении «СХК – Томская энергосистема» на зимний период.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

Анализ балансов электроэнергии и мощности энергосистемы Томской области показал, что энергосистема Томской области является дефицитной по мощности и электроэнергии. Дефицит мощности на час максимума в 2012 году составил 611,6 МВт.

### 2.10. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Томской области

В условиях энергодефицитности Томской области и постоянного роста стоимости энергетических ресурсов особенно важным становится обеспечение экономии и эффективного использования энергетических ресурсов во всех сферах экономики Томской области. Сдерживающими факторами в решении этих задач являются:

- высокий износ энергетического оборудования, несбалансированность имеющихся и требуемых мощностей электросетевой и теплосетевой инфраструктуры;
- недостаточно эффективное использование имеющихся мощностей по производству тепловой и электрической энергии, значительные потери энергоресурсов в процессе их производства и транспортировки до потребителя;
- низкая вовлеченность в хозяйственный оборот местных, возобновляемых и нетрадиционных топливо-энергетических ресурсов;
- недостаточная мотивация производителей и потребителей энергоресурсов к внедрению энергосберегающих технологий;
- недостаточное оборудование зданий, строений и сооружений приборами учета энергетических ресурсов.

Все, выше перечисленные факторы, и обуславливают высокий уровень энергоемкости валового регионального продукта (ВРП). Динамика изменения ВРП в период с 2008 по 2012 г.г. приведена в таблице 2.11.1. Как видно из таблицы 2.11.1 энергоемкость ВРП в Томской области только увеличивалась, что обусловлено, в первую очередь, общим старением основных фондов предприятий и высоким уровнем износа производственной инфраструктуры.

Населением Томской области в 2012 году потреблено 1159,4 млн. кВтч. Это, прежде всего, вызвано увеличением электропотребления на душу населения, которое также все эти годы неуклонно росло (таблица 2.11.1).

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №								Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		

Таблица 2.11.1

## Основные показатели энергоэффективности по Томской области

№ п/п	Наименование индикатора	Ед.изм.	Значение целевых показателей				
			2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.
1	Численность постоянного населения	тыс.чел.	1035,4	1036,3	1037,2	1038,1	1061,3
2	ВРП Россия	% к пред. году	104,1	92,2	104,5	104,3	103,4
3	ВРП в Томской области	% к пред. году	104,2	96,5	104,7	104,3	102,8
4	Потребление ТЭР отраслевыми комплексами	тыс.тонн у.т.	8250	8190	8501	9791	10926
5	Энергоемкость ВРП*	кг.у.т./тыс.руб.	50	46	33,75	49	48
6	Потребление ЭЭ населением	тыс.тонн у.т.	320	321	322	323	398
7	Потребление ТЭ населением	тыс.тонн у.т.	818	816	815	816	850,15
8	Удельное потребление ЭЭ на душу населения	кг.у.т./чел.	310	312	313	314	315
9	Удельное потребление ТЭ на душу населения	кг.у.т./чел.	794	793	793	794	795
10	Потребление ТЭР населением	тыс.тонн у.т.	1700	1720	1756	1808	1974
11	Удельное потребление ТЭР на душу населения	кг.у.т./чел.	1597	1645	1693	1741	1810
12	Энергоемкость ВРП с учетом потенциала ЭСБ	кг.у.т./тыс.руб.	42	38	36	36	36
13	Доля электрической энергии, оплачиваемой по приборам учета	%	80	85	90	95	98
14	Доля тепловой энергии, оплачиваемой по приборам учета	%	15	25	40	70	90
15	Доля холодной и горячей воды, оплачиваемой по приборам учета	%	40	50	65	80	90
16	Доля объемов природного газа, оплачиваемого по приборам учета	%	100	100	100	100	100
17	Доля энергоресурсов, производимых с помощью возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов	%	0	0	0,8	0,8	0,8
18	Доля транспортных средств в муниципальном хозяйстве с высоким классом энергоэффективности	%	8	9	10	12	13
19	Объем внебюджетных средств, используемых для мероприятий по энергосбережению	тыс. руб.	-	643000	602000	636000	1600000
20	Экономия тепловой энергии	тыс. Гкал.	17,1087	15,4793	14,6646	14,6646	35,02
		тыс. руб.**	8400,37	7600,34	7200,32	7200,32	23742,85
21	Экономия электрической энергии	тыс. кВт ч	5185,37	4691,52	4444,6	4444,6	4539,777
		тыс. руб.**	6585,42	5958,23	5644,64	5644,64	5811,540
22	Экономия природного газа	тыс. м <sup>3</sup>	6312,72	5711,5	5410,9	5410,9	1094
		тыс. руб.**	8143,408	7367,84	6980,06	6980,06	15242,93
23	Экономия угля	тонн	928,2855	839,877	795,673	795,673	795,673
		тыс. руб.**	742,6284	671,901	636,538	636,538	636,538

Динамика изменения ВРП в период с 2013 по 2017 гг. приведена в таблице 2.11.2.

Изм. № подл.

Подпись и дата

Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

Таблица 2.11.2

## Основные показатели энергоэффективности по Томской области

№ п/п	Наименование индикатора	Ед.изм.	Значение целевых показателей				
			2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.
1	Численность постоянного населения	тыс.чел.	1038,9	1039,5	1040	1040,8	1041
2	ВРП на душу населения	тыс.руб.	527	573	620	666	713
3	ВРП в Томской области	млрд.руб.	536	583	629	676	723
4	Потребление ТЭР отраслевыми комплексами	тыс. тонн у.т.	10413	10724	11035	11346	11657
5	Энергоемкость ВРП*	кг.у.т./тыс.руб.	45	43	42	40	39
6	Потребление ЭЭ населением	тыс.тонн у.т.	323	321	320	318	317
7	Потребление ТЭ населением	тыс.тонн у.т.	814	813	812	811	811
8	Удельное потребление ЭЭ на душу населения	кг.у.т./чел.	311	309	307	306	304
9	Удельное потребление ТЭ на душу населения	кг.у.т./чел.	784	782	781	780	779
10	Потребление ТЭР населением	тыс.тонн у.т.	1909	1961	2012	2063	2114
11	Удельное потребление ТЭР на душу населения	кг.у.т./чел.	1838	1886	1934	1983	2031
12	Энергоемкость ВРП с учетом потенциала ЭСБ	кг.у.т./тыс.руб.	33	32	31	30	29
13	Доля электрической энергии, оплачиваемой по приборам учета	%	100	100	100	100	100
14	Доля тепловой энергии, оплачиваемой по приборам учета	%	100	100	100	100	100
15	Доля холодной и горячей воды, оплачиваемой по приборам учета	%	100	100	100	100	100
16	Доля объемов природного газа, оплачиваемого по приборам учета	%	100	100	100	100	100
17	Доля энергоресурсов, производимых с помощью возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов	%	1	1	1	1	2,5
18	Доля транспортных средств в муниципальном хозяйстве с высоким классом энергоэффективности	%	16	18	20	22	24
19	Объем внебюджетных средств, используемых для мероприятий по энергосбережению	тыс. руб.	660000	660000	670000	670000	670000
20	Экономия тепловой энергии	тыс. Гкал.	13,4425	13,0352	12,627	12,22	11,81
		тыс. руб.**	6600,29	6400,28	6200,2	6000,2	5800,2
21	Экономия электрической энергии	тыс. кВтч	4074,22	3950,75	3827,2	3703,8	3580,3
		тыс. руб.**	5174,25	5017,46	4860,6	4703,8	4547
22	Экономия природного газа	тыс. м <sup>3</sup>	4959,99	4809,69	4659,3	4509	4358,7
		тыс. руб.**	6398,39	6204,5	6010,6	5816,7	5622,8
23	Экономия угля	тонн	729,367	707,265	685,16	663,06	640,95
		тыс. руб.**	583,493	565,812	548,13	530,44	512,76

Взамен инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

497373-СХ.1

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подпись Дата

## 2.11 Основные характеристики электросетевого хозяйства Томской области 110 кВ и выше

На территории Томской области действуют несколько сетевых компаний занимающихся транспортом электрической энергии, а также промышленных предприятий, в ведении которых находятся электрические сети напряжением 110 кВ и выше. К ним относятся:

- Томское предприятие магистральных электрических сетей (далее – Томское ПМЭС). Томское ПМЭС является Томским филиалом открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»). Томское ПМЭС осуществляет эксплуатацию сетей 220–500 кВ. В эксплуатации Томского ПМЭС находятся 2149,78 км линий электропередачи напряжением 220–500 кВ, 16 подстанций напряжением 220-500 кВ общей трансформаторной мощностью 3916 МВА. Сводные данные электросетевого хозяйства, находящегося в ведении Томского ПМЭС, приведены в приложении 2, таблица П.2.1 и П.2.2.;

- ОАО «Томская распределительная компания» (ОАО «ТРК»), находится под управлением ООО «ЭРДФ Восток». В состав ОАО «ТРК» входят три территориальных дирекции: «Центральные электрические сети», «Восточные электрические сети» и «Северные электрические сети». ОАО «ТРК» осуществляет эксплуатацию находящихся в собственности компании электрических сетей напряжением 110 кВ и ниже, по которым осуществляется распределение электрической энергии потребителям области.

Объем передачи электроэнергии, осуществляемой энергокомпанией, достигает 5000 млн. кВт.ч в год. Общая протяженность воздушных линий электропередачи – 15869,3 км. На балансе ОАО «ТРК» находятся 125 подстанций напряжением 35–110 кВ общей мощностью 2634,9 МВА и 1948 трансформаторных и распределительных подстанций напряжением 6-10 кВ, максимальная нагрузка сетей - 1050 МВА. Сводные данные электросетевого хозяйства, находящегося в ведении ОАО «ТРК» приведены в приложении 2, таблица П.2.3 и П.2.4.;

- ОАО «Сибирский химический комбинат» (ОАО «СХК»). В ведении ОАО «СХК» находятся несколько линий электропередачи напряжением 220 кВ. Сводные данные электросетевого хозяйства, находящегося в ведении ОАО «СХК», приведены в приложении 2, таблица П.2.5.;

- ОАО «Городские электрические сети» ЗАТО Северск (ОАО «ГЭС»). В состав электросетевого хозяйства ЗАТО Северск входят две трансформаторные подстанции напряжением 110 кВ, сводные данные по которым приведены в приложении 2, таблица П.2.6. Электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в ведении ОАО «ГЭС» нет;

- ОАО «Томскнефть» ВНК является владельцем 24 лицензий на добычу нефти и газа на месторождениях Томской области, 7 лицензий на право пользования недрами в ХМАО, 7 лицензий на геологическое изучение с дальнейшей добычей углеводородного сырья. Кроме того, ОАО «Томскнефть» ВНК является агентом на разработку двух лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть». Остаточные извлекаемые запасы предприятия составляют более 300 млн. тонн.

В ведении предприятия находятся подстанции и воздушные линии напряжением 110 кВ энергосистемы предприятия, а также самые крупные в области авто-

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

номные источники электроэнергии, газотурбинные электростанции (ГТЭС) на Игольско-Таловом и Западно-Полуденном месторождениях. Сводные данные по электросетевому оборудованию ОАО «Томскнефть» ВНК приведены в приложении 2, таблицах П.2.7, П.2.8.

За отчетный период на территории Томской области было введено четыре подстанции напряжением 110 кВ. Новых электросетевых объектов напряжением 220–500 кВ в энергосистеме Томской области не вводилось. Вводы новых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше за последние 5 лет с разбивкой по классу напряжения и принадлежности к компаниям представлены в таблице 2.12.1.

Таблица 2.12.1

Вводы ВЛ (КЛ) и трансформаторной мощности на ПС напряжением 110 кВ и выше за период 2008 – 2012 гг. на территории Томской области

№ п/п	Класс напряжения	Наименование объекта	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность /мощность (км/МВА)
1	110	ПС Научная	ОАО «ТРК»	2009	8,8/80
2	110	ПС Григорьевская	ОАО «Томскнефть» ВНК	2010	0,4/32
3	110	ПС ЛПК «Партнер-Томск»	ЗАО ЛПК «Партнер-Томск»	2010	4,8/50
4	110	ПС Московский тракт	ОАО «ТРК»	2012	0,06/50

Карта-схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Томской области, карта-схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше расположенных на территории г. Томска, а также схема электрических сетей энергосистемы Томской области напряжением 35-500 кВ приведены в приложении 3, рисунок П.3.1, П.3.2 и П.3.3 соответственно.

ООО «Горсети» г. Томск несет ответственность за передачу, распределение и эксплуатацию электрических сетей напряжением 10, 6, 0,4 кВ. Потребителями электроэнергии от городских электрических сетей являются промышленные предприятия, жилые дома, объекты социально-культурного назначения города, коммерческие организации.

Сводные данные по электросетевому оборудованию ООО «Горсети» г. Томск приведены в приложении 2, таблицах П.2.9, П.2.10. Вводы мощности и потребность в инвестициях в сетевые объекты приведены в приложении 2, таблица П.2.11. Данные о максимальных объемах электропотребления по узловым ПС приведены в приложении 2, таблице П.2.12. Заявки потребителей на присоединение к электрической сети за период 2009-2012 приведены в приложении 2, таблица П.2.13.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

## 2.12. Основные внешние электрические связи энергосистемы Томской области

Энергосистема Томской области имеет внешние межсистемные электрические связи с ОЭС Сибири на юге области и ОЭС Урала на севере.

Основу межсистемных связей энергосистемы Томской области с соседними энергосистемами составляют воздушные линии электропередачи напряжением 220–500 кВ.

Томская энергосистема связана межсистемными воздушными линиями электропередачи со следующими энергосистемами Сибири:

- с Красноярской энергосистемой по ВЛ 500 кВ Итатская – Томская;
- с Кузбасской энергосистемой по ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская, ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная, ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная, ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново; ВЛ 35 кВ Заря – Вознесенка;
- с Новосибирской энергосистемой по ВЛ 110 кВ Боярская – Чилино с отпайкой на ПС Кандауровская;
- с Тюменской энергосистемой по двухцепной ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская.

Блок-схема, иллюстрирующая внешние межсистемные электрические связи энергосистемы Томской области с энергосистемами соседних регионов, приведена на рисунке 2.6.

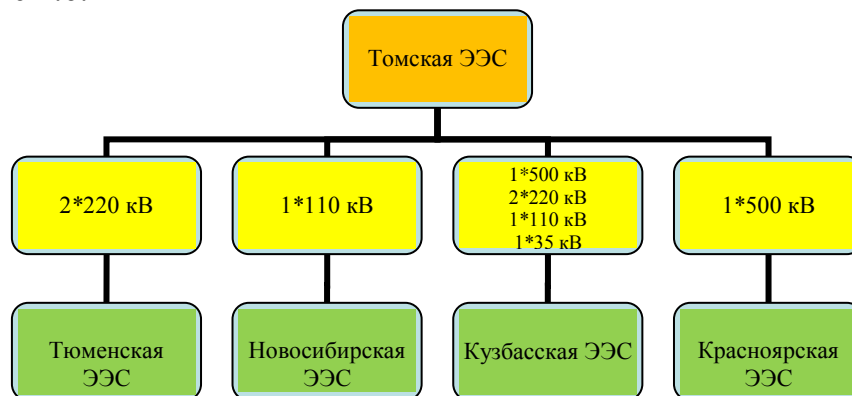


Рисунок 2.6 Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Томской области.

Перечень ВЛ напряжением 35 кВ и выше, обеспечивающих внешние межсистемные связи энергосистемы Томской области с энергосистемами соседних регионов, представлен в таблице 2.13.1.

Таблица 2.13.1

### Внешние электрические связи энергосистемы Томской области

№ п/п	Класс напряжения	Наименование объекта	Протяженность*, км
с Красноярской энергосистемой			
	500 кВ	ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	45,64
с Кузбасской энергосистемой			

Взамен инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.							Лист
			497373-CX.1						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

№ п/п	Класс напряжения	Наименование объекта	Протяженность*, км
	500 кВ	ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская	45,54
	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная	44,1
	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	38,1
	110 кВ	ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново	38,9
	35 кВ	ВЛ 35 кВ Заря – Вознесенка	22,8
С Новосибирской энергосистемой			
	110 кВ	ВЛ 110 кВ Боярская – Чилино с отпайкой на ПС Кандауровская	33
с Тюменской энергосистемой			
	220 кВ	ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская	21,6

\* - указаны участки ВЛ до границы зон эксплуатационной ответственности субъектов Томской энергосистемы.

### 2.13 Единый топливно-энергетический баланс Томской области

Сводный топливно-энергетический балансы Томской области на 2008-2012 годы составлен на основе данных, представленных Томскстатом.

При составлении сводного ТЭБ всех энергоресурсов в тоннах условного топлива применялись следующие пересчетные коэффициенты:

Газ (на 1000 м<sup>3</sup>) - 1,189 т у.т.

Нефть сырая (на 1 тонну) - 1,43 т у.т.

Уголь (на 1 тонну) - 0,796 т у.т.

Нефтепродукты (на 1 тонну) - 1,451 т у.т.

Дрова (на 1 пл. куб. м) - 0,35 т у.т.

Теплоэнергия (на 1 Гкал) - 0,172 т у.т.

Электроэнергия (на 1 кВт·ч) - 0,00032 т у.т.

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1			

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №

Таблица 2.13.1

Сводный топливно-энергетический баланс Томской области в тыс. тонн у.т. (2008 год)

№№ п/п	Строка баланса	Топливо-энергетические ресурсы										Всего
		ЭЭ	ТЭ	Уголь	Газ	НП; ДТ; мазут; бензин	Нефть	Дрова	Прочие ТЭР			
<b>1</b>	<b>Производство, добыча</b>	<b>1595</b>	<b>2009</b>	<b>0</b>	<b>5360</b>	<b>256</b>	<b>14939</b>	<b>600</b>	<b>1800</b>	<b>26560</b>		
2	Отправлено на сторону	50	0	0	0	100	14839	0	0	14989		
3	Получено со стороны	2359	0	587	0	560	0	0	0	3506		
4	Остаток на складе с прошлого отчетного периода	0	0	422	10	73	3	11	0	519		
5	Электростанции всего	1595	1250	0	0	0	0	0	0	2845		
6	В т.ч. Томский филиал ОАО «ТГК-11»	1595	1250	0	0	0	0	0	0	2845		
7	ДЭС; ГЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
8	Котельные	0	600	0	0	0	0	0	0	600		
<b>9</b>	<b>Располагаемый ресурс</b>	<b>3904</b>	<b>2009</b>	<b>1009</b>	<b>5371</b>	<b>789</b>	<b>103</b>	<b>611</b>	<b>1800</b>	<b>15595</b>		
10	Собственные нужды	80	0	0	0	0	0	0	0	80		
11	Отпуск в сеть	3824	2009	0	0	0	0	0	0	5833		
12	Потери в сети	471	296	0	0	0	0	0	0	783		
<b>13</b>	<b>Потребление</b>	<b>3353</b>	<b>1697</b>	<b>1009</b>	<b>5371</b>	<b>789</b>	<b>103</b>	<b>611</b>	<b>1800</b>	<b>14733</b>		
14	Расход ТЭР на выработку электрической и тепловой энергии	0	0	86	1850	125	36	15	1800	4922		
15	Статическое расхождение	0	-3	0	0	0	0	0	0	0		
<b>16</b>	<b>Конечное потребление</b>	<b>3353</b>	<b>1700</b>	<b>923</b>	<b>3521</b>	<b>664</b>	<b>67</b>	<b>596</b>	<b>0</b>	<b>9814</b>		
17	Промышленность	1952	489	1135	3094	99	36	11	0	6816		
18	Строительство	24	17	9	3	0	1	0	0	55		
19	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	45	48	304	198	26	18	10	0	649		
20	Транспорт и связь	160	44	8	62	280	2	0	0	556		
21	Прочие виды деятельности	199	169	21	19	18	2	5	0	434		
22	Население	344	791	2	17	65	0	550	0	1770		
<b>23</b>	<b>Фактическое потребление по ВЭД и населением</b>	<b>2725</b>	<b>1566</b>	<b>1480</b>	<b>3393</b>	<b>488</b>	<b>59</b>	<b>576</b>	<b>0</b>	<b>10287</b>		

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №

Таблица 2.13.2

Сводный топливно-энергетический баланс Гомской области в тыс. тонн у.т. (2009 год)

№№ п/п	Строка баланса	Топливо-энергетические ресурсы										Всего
		ЭЭ	ТЭ	Уголь	Газ	НП; ДТ; мазут; бензин	Нефть	Дрова	Прочие ТЭР			
<b>1</b>	<b>Производство, добыча</b>	<b>1499</b>	<b>2005</b>	<b>0</b>	<b>5118</b>	<b>333</b>	<b>15100</b>	<b>600</b>	<b>1800</b>	<b>26455</b>		
2	Отправлено на сторону	49	0	0	0	200	15100	0	0	15259		
3	Получено со стороны	1636	0	923	0	504	0	0	0	3062		
4	Остаток на складе с прошлого отчетного периода	0	0	375	17	68	8	9	0	477		
5	Электростанции всего	1499	1250	0	0	0	0	0	0	2749		
6	В т.ч. Гомский филиал ОАО «ПТК-11»	1499	1250	0	0	0	0	0	0	2749		
7	ДЭС; ГТС	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
8	Котельные	0	600	0	0	0	0	0	0	600		
<b>9</b>	<b>Располагаемый ресурс</b>	<b>3086</b>	<b>2005</b>	<b>1298</b>	<b>5135</b>	<b>704</b>	<b>98</b>	<b>609</b>	<b>1800</b>	<b>14735</b>		
10	Собственные нужды	75	0	0	0	0	0	0	0	75		
11	Отпуск в сеть	3011	2005	0	0	0	0	0	0	5016		
12	Потери в сети	331	315	0	0	0	0	0	0	646		
<b>13</b>	<b>Потребление</b>	<b>2679</b>	<b>1690</b>	<b>1298</b>	<b>5135</b>	<b>704</b>	<b>98</b>	<b>609</b>	<b>1800</b>	<b>14013</b>		
14	Расход ТЭР на выработку электрической и тепловой энергии	0	0	1414	1830	90	29	9	1800	5172		
15	Статическое расхождение	0	-10	0	0	0	0	0	0	0		
<b>16</b>	<b>Конечное потребление</b>	<b>2679</b>	<b>1700</b>	<b>-116</b>	<b>3305</b>	<b>614</b>	<b>69</b>	<b>600</b>	<b>0</b>	<b>8851</b>		
17	Промышленность	1742	481	1432	2656	100	36	11	0	6459		
18	Строительство	14	17	13	2	0	1	0	0	48		
19	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	43	45	380	184	26	18	8	0	704		
20	Транспорт и связь	165	46	8	30	0	2	0	0	251		
21	Прочие виды деятельности	114	162	17	20	18	2	5	0	338		
22	Население	369	823	2	20	67	0	550	0	1831		
<b>23</b>	<b>Фактическое потребление по ВЭД и населением</b>	<b>2448</b>	<b>1581</b>	<b>1853</b>	<b>2913</b>	<b>211</b>	<b>58</b>	<b>574</b>	<b>0</b>	<b>9638</b>		
24	Статическое расхождение	232	119	-1969	392	403	11	26	0	-		

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №

Таблица 2.13.3

Сводный топливно-энергетический баланс Гомской области в тыс. тонн у.т. (2010 год)

№№ п/п	Строка баланса	Топливо-энергетические ресурсы										Всего
		ЭЭ	ТЭ	Уголь	Газ	НП; ДТ; мазут; бензин	Нефть	Дрова	Прочие ТЭР			
<b>1</b>	<b>Производство, добыча</b>	<b>1530</b>	<b>2010</b>	<b>0</b>	<b>5109</b>	<b>342</b>	<b>15264</b>	<b>600</b>	<b>1800</b>	<b>26655</b>		
2	Отправлено на сторону	49	0	0	0	210	15173	0	0	15432		
3	Получено со стороны	1624	0	930	0	520	0	0	0	3074		
4	Остаток на складе с прошлого отчетного периода	0	0	362	14	71	6	3	0	456		
5	Электростанции всего	1530	1250	0	0	0	0	0	0	2780		
6	В т.ч. Гомский филиал ОАО «ПТК-11»	1530	1250	0	0	0	0	0	0	2780		
7	ДЭС; ГЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
8	Котельные	0	605	0	0	0	0	0	0	605		
<b>9</b>	<b>Располагаемый ресурс</b>	<b>3105</b>	<b>2010</b>	<b>1292</b>	<b>5123</b>	<b>723</b>	<b>97</b>	<b>603</b>	<b>1800</b>	<b>14753</b>		
10	Собственные нужды	75	0	0	0	0	0	0	0	75		
11	Отпуск в сеть	3030	2010	0	0	0	0	0	0	5040		
12	Потери в сети	334	316	0	0	0	0	0	0	650		
<b>13</b>	<b>Потребление</b>	<b>2696</b>	<b>1694</b>	<b>1292</b>	<b>5123</b>	<b>723</b>	<b>97</b>	<b>603</b>	<b>1800</b>	<b>14028</b>		
14	Расход ТЭР на выработку электрической и тепловой энергии	0	0	1408	1826	92	27	9	1800	5162		
15	Статическое расхождение	0	-5	0	0	0	0	0	0	0		
<b>16</b>	<b>Конечное потребление</b>	<b>2696</b>	<b>1699</b>	<b>-116</b>	<b>3297</b>	<b>631</b>	<b>70</b>	<b>594</b>	<b>0</b>	<b>8871</b>		
17	Промышленность	1753	480	1433	2559	103	36	12	0	6376		
18	Строительство	14	16	12	2	0	1	0	0	45		
19	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	44	43	387	184	22	15	6	0	701		
20	Транспорт и связь	167	42	8	30	0	2	0	0	249		
21	Прочие виды деятельности	115	161	17	20	19	1	0	0	333		
22	Население	371	823	2	20	68	0	560	0	1844		
<b>23</b>	<b>Фактическое потребление по ВЭД и населением</b>	<b>2464</b>	<b>1565</b>	<b>1859</b>	<b>2815</b>	<b>212</b>	<b>55</b>	<b>578</b>	<b>0</b>	<b>9548</b>		
24	Статическое расхождение	232	134	1975	482	419	15	16	0	-		

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Таблица 2.13.4

## Сводный топливно-энергетический баланс Томской области в тыс. тонн у.т. (2011 год)

№№ п/п	Строка баланса	Топливо-энергетические ресурсы										Всего
		ЭЭ	ТЭ	Уголь	Газ	НП; ДТ; мазут; бензин	Нефть	Дрова	Прочие ТЭР			
<b>1</b>	<b>Производство, добыча</b>	<b>1542,7</b>	<b>1262</b>	<b>0</b>	<b>5109</b>	<b>342</b>	<b>15264</b>	<b>631</b>	<b>1800</b>	<b>25950,7</b>		
2	Отправлено на сторону	0	0	0	0	210	15031	0	0	15241		
3	Получено со стороны	1292,8	0	2984	0	520	0	0	0	4796,8		
4	Остаток на складе с прошлого отчетного периода	0	0	362	14	71	6	3	0	456		
5	Электростанции всего	1542,7	1033	0	0	0	0	0	0	2575,7		
6	Котельные	0	229	0	0	0	0	0	0	229		
<b>7</b>	<b>Располагаемый ресурс</b>	<b>2835,5</b>	<b>1262</b>	<b>3346</b>	<b>5123</b>	<b>723</b>	<b>239</b>	<b>634</b>	<b>1800</b>	<b>15962,5</b>		
8	Собственные нужды	85	30	0	0	0	0	0	0	115		
9	Отпуск в сеть	2750,5	1232	0	0	0	0	0	0	3982,5		
10	Потери в сети	275,05	98,56	0	0	0	0	0	0	373,61		
<b>11</b>	<b>Потребление</b>	<b>2475,45</b>	<b>1133,44</b>	<b>3346</b>	<b>5123</b>	<b>723</b>	<b>239</b>	<b>634</b>	<b>1800</b>	<b>15473,89</b>		
12	Расход ТЭР на выработку электрической и тепловой энергии	0	0	1498	1878	89	122	44	1800	5431		
13	Статическое расхождение	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>14</b>	<b>Конечное потребление</b>	<b>2556</b>	<b>1121</b>	<b>1848</b>	<b>3245</b>	<b>634</b>	<b>117</b>	<b>590</b>	<b>0</b>	<b>10111</b>		
15	Промышленность	1770	480	1438	2559	103	36	12	0	6398		
16	Строительство	15	16	13	2	0	1	0	0	47		
17	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	45	43	390	184	22	15	6	0	705		
18	Транспорт и связь	160	42	9	33	0	2	0	0	246		
19	Прочие виды деятельности	110	161	16	21	19	1	0	0	328		
20	Население	391	823	3	21	68	0	560	0	1866		
<b>21</b>	<b>Фактическое потребление по ВЭД и населением</b>	<b>2491</b>	<b>1565</b>	<b>1869</b>	<b>2820</b>	<b>212</b>	<b>55</b>	<b>578</b>	<b>0</b>	<b>9590</b>		
22	Статическое расхождение	65	-444	-21	425	422	62	12	0	-		

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Таблица 2.13.5

## Сводный топливно-энергетический баланс Томской области в тыс. тонн у.т. (2012 год)

№№ п/п	Строка баланса	Топливо-энергетические ресурсы										Всего
		ЭЭ	ТЭ	Уголь	Газ	НП; ДТ; мазут; бензин	Нефть	Дрова	Прочие ТЭР			
<b>1</b>	<b>Производство, добыча</b>	<b>1773,43</b>	<b>1311,95</b>	<b>0</b>	<b>5869</b>	<b>350</b>	<b>17592</b>	<b>620</b>	<b>1820</b>	<b>26251</b>		
2	Отправлено на сторону	0	0	0	0	210	17031	0	0	17241		
3	Получено со стороны	1163,3	0	3012	0	520	0	0	0	4695,3		
4	Остаток на складе с прошлого отчетного периода	0	0	360	12	82	6	2	0	462		
5	Электростанции всего	1773,43	1090,95	0	0	0	0	0	0	13326,8		
6	Котельные	0	221	0	0	0	0	0	0	221		
<b>7</b>	<b>Располагаемый ресурс</b>	<b>2936,73</b>	<b>1311,95</b>	<b>3372</b>	<b>5881</b>	<b>812</b>	<b>561</b>	<b>622</b>	<b>1820</b>	<b>17316,68</b>		
8	Собственные нужды	83	32	0	0	0	0	0	0	115		
9	Отпуск в сеть	2853,3	1183	0	0	0	0	0	0	1036,3		
10	Потери в сети	284,04	96,95	0	0	0	0	0	0	380,99		
<b>11</b>	<b>Потребление</b>	<b>2569,69</b>	<b>1086,05</b>	<b>3372</b>	<b>5881</b>	<b>812</b>	<b>561</b>	<b>622</b>	<b>1820</b>	<b>16723,74</b>		
12	Расход ТЭР на выработку электрической и тепловой энергии	0	0	1598	2507,85	92	131	42	1820	6190,85		
13	Статическое расхождение	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>14</b>	<b>Конечное потребление</b>	<b>2936,7</b>	<b>1113</b>	<b>1774</b>	<b>3373,15</b>	<b>720</b>	<b>430</b>	<b>580</b>	<b>0</b>	<b>10926,85</b>		
15	Промышленность	1778	95,77	1452	2205,21	105	41	12	0	5688,98		
16	Строительство	15	16	14	2	0	1	0	0	48		
17	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	48	44	398	192	25	16	6	0	729		
18	Транспорт и связь	165	41	11	34	0	3	0	0	254		
19	Прочие виды деятельности	114	184,99	18	25	26	1	0	0	368,99		
20	Население	398	850,15	3	75,19	73	0	575	0	1974,34		
<b>21</b>	<b>Фактическое потребление по ВЭД и населением</b>	<b>2518</b>	<b>1231</b>	<b>1896</b>	<b>2533,4</b>	<b>229</b>	<b>62</b>	<b>593</b>	<b>0</b>	<b>9062,4</b>		
22	Статическое расхождение	418,7	-118	-122	839,75	491	368	-13	0	-		

Основу топливно-энергетических балансов Томской области по строке «производство» составляют нефть и газ, а по строке «потребление» - газ и электроэнергия.

Собственная добыча ТЭР превышает практически в 3 раза фактическое потребление, а вывоз ТЭР (преимущественно углеводородов) в 5 раз больше ввоза ТЭР в область (электрическая энергия, уголь, нефтепродукты).

Основные потребители – обрабатывающие, добывающие отрасли промышленности, производство и распределение электрической энергии, газа и воды и население.

Основной производитель электрической и тепловой энергии – Томский филиал ОАО «ТГК-11» (Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-3 и ПРК), а также ТЭЦ ОАО «СХК».

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №							497373-СХ.1	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		

### 3. Особенности и проблемы функционирования энергосистемы на территории Томской области

Энергосистема Томской области является дефицитной по мощности и электрической энергии. С учетом того, что уровень электропотребления в Томской области постоянно увеличивается, в основном за счет роста электропотребления населением, дефицит мощности и электроэнергии будет только увеличиваться.

Основу генерации Томской области составляют тепловые электростанции, вырабатывающие лишь 60% от общей потребности области в электрической энергии. Дефицит электроэнергии покрывается за счет перетоков из соседних энергосистем, входящих в ОЭС Сибири и ОЭС Урала.

Прогнозы развития объединенных энергосистем Сибири и Урала показывают, что в настоящее время и на перспективу 5-10 лет эти энергосистемы будут избыточны. Это обстоятельство, за счет наличия в энергосистеме Томской области достаточно «сильных» межсистемных связей с энергосистемами Красноярской и Кемеровской областей позволят в краткосрочной перспективе покрывать имеющийся дефицит мощности, с учетом его роста, за счет перетоков из соседних энергосистем, однако не снимает остроты проблемы.

Следует также учитывать, что значительная часть генерирующего оборудования электростанций Томской области отработала свой парковый ресурс, изношена и требует замены.

Дефицитность области по электроэнергии обуславливает поиск путей снижения ее зависимости от внешних поставщиков электроэнергии и повышения тем самым ее энергетической безопасности.

Наличие в области запасов природного газа и его добыча на уровне 4 – 4,2 млрд. куб. м позволяют потенциально рассматривать возможность строительства новых газовых энергоблоков на ТЭЦ-3, мини-ТЭЦ на базе газотурбинных или газодизельных энергоблоков небольшой мощности. В то же время прогнозируемая тенденция опережающего роста стоимости на природный газ по сравнению со стоимостью угля предопределяет целесообразность использования газа только на эффективном энергетическом оборудовании.

Альтернативой развития электроэнергетики на газе следует считать развитие атомной энергетики и электростанций с использованием угля.

Распределение электроэнергии по территории области осуществляется по электрическим сетям напряжением от 0,4 кВ до 220 кВ. С соседними энергосистемами область связана по ВЛ 500, 220, 110 и 35 кВ.

Общая протяженность ВЛ 110 кВ и выше составляет 7619,5 км (в одноцепном исполнении). На территории области эксплуатируется одна ПС 500/220 кВ с установленной мощностью автотрансформаторов 1002 МВА и 105 подстанции 110-220 кВ с установленной мощностью трансформаторов 7870,3 МВА.

Основной системообразующей линией Томской энергосистемы является двухцепная ВЛ 220 кВ Томск – Володино – Парабель – Советско-Соснинская длиной более 770 км. Из-за большой протяженности и малой пропускной способности эта линия не может служить в качестве транзитной для параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Урала. В настоящее время точкой разделения электрических потоков этих энергосистем является ПС 220 кВ Парабель, тем самым потребители Том-

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

ской области севернее этой подстанции получают электроэнергию из Тюменской энергосистемы.

Еще одной особенностью энергосистемы Томской области является то, что основные источники генерации сосредоточены на юге области, а значительная доля потребителей электрической энергии, главным образом предприятий нефтегазового комплекса, расположены на севере региона. Транспорт электрической энергии с юга на север осуществляется по длинным линиям напряжением 110–220 кВ, имеющим на сегодняшний день очень высокую загрузку, приводящую к тому, что в послеаварийных и ремонтных режимах этих ВЛ требуется ограничение нагрузки потребителей. Подробно этот вопрос освещен в разделе 4.8. Такая ситуация характерна для большинства воздушных линий напряжением 110–220 кВ. На многих подстанциях энергосистемы также остро стоит вопрос о дефиците резервов трансформаторной мощности. Эти обстоятельства приводят к тому, что в некоторых узлах энергосистемы практически исчерпана возможность подключения новых потребителей к электрической сети.

Таким образом, наряду с решением вопросов по ликвидации дефицита энергетических мощностей необходимо решение проблем по электросетевой части.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		

## 4. Основные направления развития электроэнергетики Томской области

### 4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Томской области

Данная программа является инструментом реализации Энергетической стратегии развития Томской области на период до 2020 года, одобренной постановлением Государственной Думы Томской области от 28.02.2008 № 1008, на основе Программы социально-экономического развития Томской области на 2006-2010 годы и на период до 2012 года (в редакции Закона Томской области от 29.01.2010 № 341-ОЗ).

Основными целями энергетической стратегии развития Томской области являются:

- повышение энергетической эффективности экономики области;
- инновационное развитие отрасли;
- энергонезависимость и гарантированное энергоснабжение потребителей области;
- обеспечение энергетической безопасности области.

Реализация «Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Томской области на период 2014–2018 годов» является необходимым условием достижения поставленных целей энергетической стратегии и направлена на повышение конкурентоспособности региональной экономики.

Для достижения поставленных энергетической стратегией целей в среднесрочной перспективе необходимо решить следующие основные задачи:

- разработка и реализация проектов технического перевооружения теплофикационных станций;
- усиление электрических связей с соседними энергосистемами;
- снижение дефицита и зависимости области от поставок электроэнергии извне;
- применение альтернативных источников энергии и возобновляемых энергетических ресурсов;
- использование потенциала энергосбережения в различных отраслях экономики.

Учитывая дефицитность энергосистемы области по электроэнергии и требования обеспечения энергетической безопасности области, предусматривается минимальный демонтаж изношенного оборудования, соответствующий продлению срока службы действующих агрегатов тепловых электростанций.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

## 4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2013–2018 гг.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2013-2018 гг., разработан ОАО «СО ЕЭС» на основании имеющейся у ОАО «СО ЕЭС» фактической и прогнозной информации о производственно-хозяйственной деятельности субъектов электроэнергетики, утвержденных программ социально-экономического развития региона, а также сведений о заключенных договорах на технологическое присоединение.

Прогноз потребления электроэнергии приведен в таблице 4.2.1 и на рисунке 2.7, прогноз потребления мощности приведен в таблице 4.2.2 и на рисунке 2.8.

Таблица 4.2.1

Прогноз электропотребления в энергосистеме Томской области, млн. кВтч

Показатель	2013 (про- гноз)	2014 (про- гноз)	2015 (про- гноз)	2016 (про- гноз)	2017 (про- гноз)	2018 (про- гноз)
Электропотребление, млн. кВтч	9266	9344	9421	9531	9609	9688
Среднегодовые темпы прироста, %	1,0	0,8	0,8	1,2	0,8	0,8

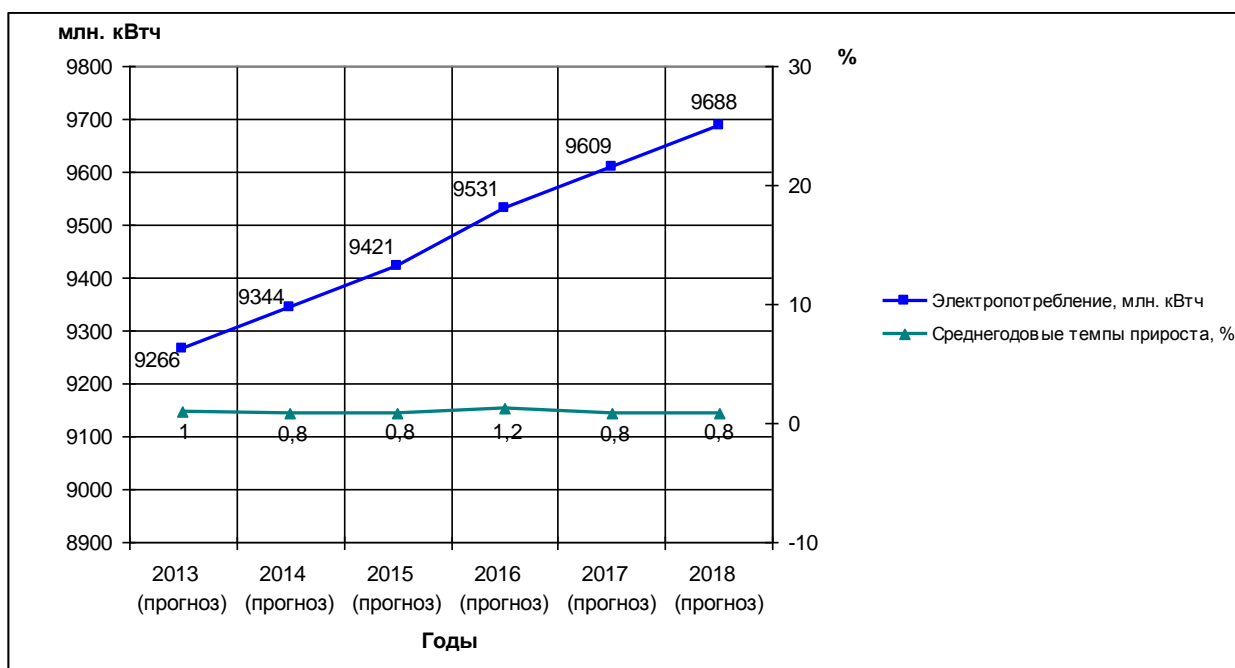


Рисунок 2.7 Прогноз электропотребления в энергосистеме Томской области

Взамен инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

Таблица 4.2.2.

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Томской области, МВт

Показатель	2013 (про- гноз)	2014 (про- гноз)	2015 (про- гноз)	2016 (про- гноз)	2017 (про- гноз)	2018 (про- гноз)
Максимум нагрузки, МВт	1436	1446	1465	1475	1490	1500
Среднегодовые темпы прироста, %	1,1	0,7	1,3	0,7	1,0	0,7

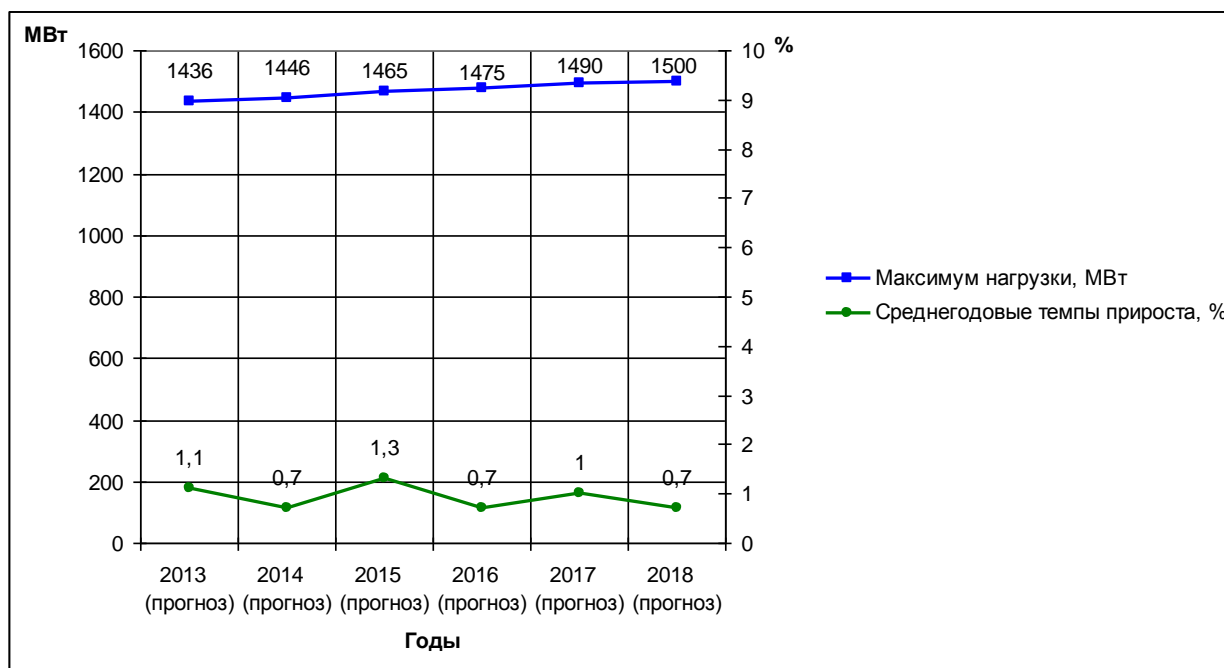


Рисунок 2.8 Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Томской области

### 4.3 Прогноз потребления тепловой энергии на период 2014-2018 гг.

Прогноз теплотребления крупных потребителей Томской области приведен в таблице 4.3.1

Таблица 4.3.1

#### Теплотребление крупных потребителей Томской области

	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление тепла, тыс. Гкал	<b>8044,60</b>	<b>8166,94</b>	<b>8196,92</b>	<b>8232,54</b>	<b>8258,39</b>
Производство тепла:					
<b>ТЭЦ</b>	<b>7004,60</b>	<b>7111,94</b>	<b>7131,92</b>	<b>7152,54</b>	<b>7163,39</b>
Томский филиал ОАО «ТГК-11»:	4804,60	4890,94	4901,92	4912,54	4923,39
Томская ГРЭС-2	2198,06	2362,32	2367,53	2372,76	2378,00
Томская ТЭЦ-3	1806,85	1723,56	1729,13	1734,72	1740,33
ПРК	799,69	805,06	805,06	805,06	805,06
<b>ОАО «СХК»:</b>	<b>2200</b>	<b>2220</b>	<b>2230</b>	<b>2240</b>	<b>2240</b>
ТЭЦ СХК	2200	2220	2230	2240	2240
<b>Котельные</b>	<b>960</b>	<b>970</b>	<b>975</b>	<b>980</b>	<b>985</b>
<b>ТУУ и прочие</b>	<b>80</b>	<b>85</b>	<b>90</b>	<b>100</b>	<b>110</b>

Взамен инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

497373-СХ.1

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подпись Дата

#### 4.4 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих источников, установленной мощностью более 5 МВт на территории Томской области на период 2013-2018 гг.

Значительная часть генерирующего оборудования электростанций Томской области отработала свой парковый ресурс, изношена и требует замены. Учитывая дефицитность энергосистемы области по электроэнергии и требования обеспечения энергетической безопасности области, во всех вариантах предусматривается минимальный демонтаж изношенного оборудования, соответствующий продлению срока службы действующих агрегатов тепловых электростанций до 50-60 лет.

**Томский филиал ОАО «ТГК-11».** Учитывая наработку ТГ-5, ТГ-6 Томской ГРЭС-2 (на 1 января 2013 года: 367401 час. и 356971 час. соответственно), превышающую нормативный парковый ресурс (270000 час.), необходимо предусмотреть выполнение подготовительных работ по реконструкции ТГ-5, ТГ-6 с заменой базовых узлов (реконструкция ТГ-3, ТГ-7 выполнена в 1992-1993 гг.).

Для сокращения *фактических* ограничений установленной мощности Томской ГРЭС-2 в летний период предусмотреть реконструкцию градирен № 1, 3, 4 (реконструкция градирни № 2 выполнена в 2011 г.).

В 2012 году осуществили ввод ГТУ мощностью 14,7 МВт на ПРК Томского филиала ОАО «ТГК-11». В 2013 году запланирован ввод Двуреченской ГТЭС 4х6МВт (ОАО «Томскнефть» ВНК). Таким образом, прирост установленной мощности в Томской энергосистеме к 2014-му году составит 24 МВт.

**ООО «Стрежевой теплоэнергоснабжение».** Для использования паровой мощности на выработку электроэнергии в объеме собственных нужд котельной принято решение об установке нового технологического оборудования – турбогенераторной установки типа ТГ-3,5 АСМ/10,5Р1,3/0,15У4. Данный тип паровых турбогенераторов используется в энергосберегающих технологиях путем встраивания его в имеющиеся технологические схемы и предназначен для выработки электрической энергии и использования отработанного пара для нужд теплофикации.

Основным аргументом в пользу внедрения технологии когенерации служит то, что не используются полностью установленные мощности котельной №4: установленная мощность паровой части котельной – 50 т/час, не используется (резерв) 38,5 т/час (25,438 Гкал/час). Реализация проекта по «Реконструкции котельной №4, с установкой Мини-ТЭЦ», завершена в конце марта 2012г. Это позволило получать дополнительно тепловую энергию порядка 30 Гкал/час и выработку собственной электроэнергии 3 240 кВт.ч.

С вводом в эксплуатацию турбогенератора, производительность котельной №4 по водогрейной части увеличилась на 30 Гкал/час и составила 150 Гкал/час, в связи с тем, что перспективная нагрузка к 2030 году составит 68,523 Гкал/час, необходимо разработать мероприятия по консервации водогрейного котла ПТВМ-30М.

#### Северская АЭС

В соответствии с одобренным 03.06.2010 г. Правительством Российской Федерации проектом Генеральной схемы размещения мощностей электроэнергетики России до 2020 года и на перспективу до 2030 года ввод в эксплуатацию Северской АЭС предусмотрен в период **2020-2025 годы**.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №
--------------	----------------	---------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

В настоящее время выполнены следующие работы:

- **Получены** лицензии на размещение энергоблоков №1 и №2
- **Оформлен** акт выбора земельного участка для строительства АЭС
- **Утверждён** ОБИН ОАО «Концерн Росэнергоатом», земельный участок **переведён** в земли промышленности и **поставлен** на кадастровый учёт
- **Выполнена** работа по выбору вариантов Схемы выдачи мощности (I этап – проработаны варианты выдачи мощности Северной АЭС с оценкой стоимости электросетевого строительства)
- **Оформлен** акт выбора земельного участка для строительства автодороги д.Чернильщиково - площадка Северной АЭС
- **Оформлены** акты выбора земельных участков для строительства подъездного железнодорожного пути к площадке Северной АЭС
- **Оформлен** акт выбора земельного участка для строительства береговой насосной станции и водоводов технического водоснабжения Северной АЭС
- **Выполнены** инженерные изыскания для разработки проектной документации строительства:
  - автодороги д.Чернильщиково - площадка Северной АЭС,
  - подъездного железнодорожного пути к площадке Северной АЭС,
  - береговой насосной станции и водоводов технического водоснабжения Северной АЭС,
- **Выполнены** комплексные инженерные изыскания площадки (260 га) строительства Северной АЭС,
- **Выполнено** технико-экономическое исследование вариантов перегрузки крупногабаритного тяжеловесного оборудования (КТО), доставляемого водным путем и доставки его на площадку строительства Северной АЭС,
- **Выполнен** анализ сценарных условий реализации инвестиционного проекта строительства АЭС в Томской области и подготовка рекомендаций по параметрам проекта, обеспечивающим его окупаемость.

Выполнено работ, млн. рублей без НДС.

Исполнитель \ Год	2008	2009	2010	2011	Всего
Все,	323,1	179,9	60,4	236,02	799,42
в т.ч. ОАО «АЭП»	66,0	145,0	30,0	185,0	426,0

- **В настоящее время по заказу ОАО «ФСК ЕЭС»** разрабатывается проектная документация строительства ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС (ОЭС Урала) – ПС Советско-Соснинская – ПС Парабель – ПС Томская (ОЭС Сибири).

В работе «Анализ сценарных условий реализации инвестиционного проекта строительства АЭС в Томской области и подготовка рекомендаций по параметрам проекта, обеспечивающим его окупаемость» отмечается, что в случае реализации всей электроэнергии в ОЭС Сибири (II ценовая зона), 100% финансировании капитальных вложений за счет средств ОАО «Концерн Росэнергоатом» и ставке дисконтирования не выше 6,7%, проект становится однозначно окупаемым при от-

Изм. № подл.	
Подпись и дата	
Взамен инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
------	---------	------	-------	---------	------	-------------	------

пусковой цене на электроэнергию (с учетом мощности) не ниже 896 рублей за МВтч.

Северская АЭС будет состоять из двух энергоблоков с реакторными установками (РУ) типа ВВЭР-1200 (модификация В-392М). Тепловая мощность реактора - 3200 МВт (т). Гарантийная мощность на клеммах генератора (при отсутствии отборов тепла турбины на собственные нужды АЭС и на теплоснабжение внешних потребителей) по заводским данным составляет 1198 МВт (э). Гарантийная мощность АЭС в целом –  $2 \cdot 1198 = 2396$  МВт (э). К данной мощности отнесены рассчитанные в работе проектные удельные технико-экономические показатели (капиталовложения, штатный коэффициент и др.).

Кроме электрической энергии от блоков Северной АЭС будет отпускаться тепловая энергия (в виде горячего водоснабжения). По техническим характеристикам турбины максимально возможный отбор тепла для теплоснабжения внешних потребителей составляет 258 Гкал/ч на один энергоблок. Реально от турбины одного энергоблока АЭС (на один энергоблок) предусмотрен отбор тепла для теплоснабжения внешних потребителей (г. Томск) мощностью 146,13 Гкал/ч. В средне-летнем режиме полная мощность отбора (на один энергоблок) для теплоснабжения внешних потребителей оценена в размере 19,6 Гкал/ч. Среднегодовая длительность отопительного периода в Томской области составляет 6072 ч/год.

Так как значительное развитие г. Томск не предусматривается, то прирост отопительных нагрузок в будущем не ожидается.

В этих условиях электрическая мощность одного энергоблока АЭС (на клеммах генератора) по расчетной экспертной оценке составляет:

- в среднезимнем режиме - 1181,0 МВт (э);
- в среднелетнем режиме - 1197,6 МВт (э).

Соответствующий показатель АЭС в целом будет следующим:

- в среднезимнем режиме - 2362,0 МВт (э);
- в среднелетнем режиме - 2395,2 МВт (э).

Основной режим эксплуатации обоих энергоблоков Северной АЭС – базовый. При этом проектный коэффициент технического использования энергоблока во времени (коэффициент готовности) составляет 0,92, то есть по своим техническим возможностям энергоблок (реакторная установка) работает 8059 ч/год. В то же время проектное значение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) на Северной АЭС принято равным 0,9 (то есть, несколько меньше коэффициента технического использования во времени, что обусловлено условиями работы энергоблоков в энергосистеме), что соответствует 7884 часам работы каждого энергоблока Северной АЭС на номинальной мощности реакторной установки 3200 МВт (т). Реальное проектное среднегодовое число часов работы каждого энергоблока составляет 8060 ч/год при среднегодовой мощности реакторной установки 97,8% от номинальной.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инва. № подл.	
497373-СХ.1	
Лист	

Таблица 4.4.2

**Основные проектные технико-экономические показатели Северной АЭС с  
РУ В-392М (стоимостные показатели приведены в постоянных ценах  
1 квартала 2009 г. без учета НДС)**

Наименование показателя, ед. изм.	Значение
1. Установленная тепловая мощность реактора, МВт (т)	3200
2. Электрическая мощность энергоблока на клеммах генератора в чисто конденсационном режиме при температуре охлаждающей воды 20° С, МВт (э)	1198
3. Мощность энергоблока:	
- электрическая (с учетом отбора тепла согласно заводским характеристикам турбины), МВт (э);	1145
- по отпуску тепла согласно заводским характеристикам турбины, МВт (т)	300
4. Мощность энергоблока по отпуску тепла внешним потребителям в режиме:	
- среднезимнем, Гкал/ч;	146,13
- среднелетнем, Гкал/ч	19,6
5. Мощность энергоблока на клеммах генератора (с учетом отборов тепла на собственные нужды АЭС, теплоснабжение промплощадки и внешних потребителей), МВт (э), в режиме:	
- среднезимнем;	1181,0
- среднелетнем	1197,6
6. Среднегодовая проектная мощность на клеммах генератора (установленная) с учетом отборов тепла на собственные нужды АЭС, теплоснабжение промплощадки и внешних потребителей, МВт (э)	1184,8
7. Число энергоблоков, шт.	2
8. Мощность АЭС:	
- электрическая (гарантийная) на клеммах генераторов, МВт (э);	2396
- среднегодовая проектная мощность на клеммах генераторов (установленная) с учетом отборов тепла, МВт (э)	2369,6
- по отпуску тепла потребителям:	
1) в среднезимнем режиме, Гкал/ч	292,26
2) в среднелетнем режиме, Гкал/ч	39,2
9. Состав основного оборудования:	
- реактор В-392М, шт.;	2
- турбина К-1200-6,8/50, шт.	2
- генератор ТЗВ-1200-2УЗ, шт.	2
10. Среднее обогащение стационарной перегрузки ядерного топлива, % урана-235	4,79
11. Средняя глубина выгорания (стационарный цикл), МВт · сут /т урана	55800
12. Срок службы энергоблока, лет	50
13. Коэффициент использования установленной мощности энергоблока (КИ-УМ) за срок службы, %	90
14. Годовое число часов использования установленной мощности энергоблока, ч/год	7884
15. Годовая выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	18682
16. Расход электроэнергии на собственные нужды станции, % от выработки	7,0
17. Годовой отпуск:	

Изм. № подл.	
Подпись и дата	
Взамен инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

497373-СХ.1

Лист

Наименование показателя, ед. изм.	Значение
- электроэнергии (с шин АЭС), млн. кВт·ч;	17374
- тепла (внешним потребителям), тыс. Гкал	1846
18. КПД АЭС (энергоблока) в конденсационном режиме работы:	
- брутто, %;	37,44
- нетто, %	34,82
19. Отпускной тариф на электроэнергию, коп./(кВт·ч)	73,70
20. Тариф на тепловую энергию, отпускаемую внешним потребителям, руб./Гкал	491,02
21. Стоимость ежегодной товарной продукции (электроэнергии и тепла), тыс. руб./год	13711061
22. Капиталовложения в промстроительство станции в ценах начала 2000 г., тыс. руб.	43874887,30
в том числе сметная стоимость:	
- строительных работ, тыс. руб.;	8741426,71
- монтажных работ, тыс. руб.;	4918589,63
- оборудования и инвентаря, тыс. руб.;	24129671,37
- прочих работ, тыс. руб.	6085199,59
23. Удельные капиталовложения в промстроительство станции в ценах начала 2000 г., руб./кВт <sup>1)</sup>	18515,74
в том числе удельная стоимость:	
- строительных работ, руб./кВт <sup>1)</sup> ;	3688,99
- монтажных работ, руб./кВт <sup>1)</sup> ;	2075,71
- оборудования и инвентаря, руб./кВт <sup>1)</sup> ;	10183,01
- прочих работ, руб./кВт <sup>1)</sup>	2568,03
24. Капиталовложения в промстроительство станции в ценах 1 квартала 2009 г., тыс. руб.	176803750,95
в том числе сметная стоимость:	
- строительных работ, тыс. руб.;	49389060,90
- монтажных работ, тыс. руб.;	27790031,41
- оборудования и инвентаря, тыс. руб.;	70458640,40
- прочих работ, тыс. руб.	29166018,24
25. Удельные капиталовложения в промстроительство станции в ценах 1 квартала 2009 г., руб./кВт <sup>1)</sup>	74613,33
в том числе удельная стоимость:	
- строительных работ, руб./кВт <sup>1)</sup> ;	20842,78
- монтажных работ, руб./кВт <sup>1)</sup> ;	11727,73
- оборудования и инвентаря, руб./кВт <sup>1)</sup> ;	29734,4
- прочих работ, руб./кВт <sup>1)</sup>	12308,42
26. Стоимость основных производственных фондов АЭС в ценах 1 квартала 2009 г. (без учета НДС), тыс. руб.	169873381,48
27. Стоимость основных производственных фондов АЭС в ценах 1 квартала 2009 г. (с учетом НДС), тыс. руб.	200049887,15
Наименование показателя, ед. изм.	Значение
28. Срок строительства АЭС, лет	8,25
29. Пусковой период (от заливки первого бетона до пуска первого блока), лет	5,0
30. Численность промышленно-производственного персонала:	
- полная, чел.;	995

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

497373-CX.1

Лист

Наименование показателя, ед. изм.	Значение
- удельная (штатный коэффициент), чел./МВт <sup>1)</sup>	0,42
31. Уровень годовой выработки на одного занятого в производстве, млн. кВт·ч/чел.	17,46
32. Затраты в оборотные фонды (стоимость первой загрузки реактора) на один энергоблок, млн. руб.	2057000
33. Полные среднегодовые издержки производства (без учета резерва на развитие АЭС), тыс. руб./год	8171777

#### Продолжение таблицы 4.4.2

Наименование показателя	Значение при количестве энергоблоков АЭС	
	2	4
34. Себестоимость отпускаемых: электроэнергии, коп./(кВт·ч):	44,99	42,74
- в т. ч. топливная составляющая (свежее ядерное топливо), коп./ (кВт·ч);	7,66	7,66
- тепла, руб. /Гкал	192,1	182,5
35. Среднегодовая балансовая прибыль, тыс. руб./год	5539284	11898430
<sup>1)</sup> Показатель отнесен к среднегодовой проектной мощности АЭС на клеммах генераторов. Удельные показатели могут быть рассчитаны с использованием электрической (гарантийной) мощности на клеммах генераторов (при отсутствии отборов тепла турбины на собственные нужды АЭС, на теплоснабжение промплощадки и внешних потребителей), что соответствует корректировке приведенных в работе удельных значений на коэффициент равный отношению 1184,8 МВт (э) к 1198,0 МВт (э), то есть уменьшению удельных значений на 1,102 %.		
<sup>2)</sup> Действительное значение расхода электроэнергии на собственные нужды четырехблочной АЭС будет несколько ниже за счет учета доли общестанционных зданий и сооружений, однако на стадии обоснования инвестиций данная дельта идет в запас прочности расчетов. Точное значение будет приведено в рамках проекта Северной АЭС.		

### 4.5 Прогноз развития энергетики Томской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.

Возможность использования на территории Томской области таких альтернативных источников, как энергия ветра, солнца, термальных вод, микроГЭС ограничивается суровыми климатическими условиями, их малым потенциалом, и как следствие – высокой себестоимостью выработки 1 кВтч электрической энергии.

Анализ ветроэнергетического потенциала Томской области позволяет отнести ее к территориям с умеренными ветроэнергетическими ресурсами. Целесообразность использования ветроэнергетических установок относится к станциям малой мощности, в первую очередь, автономных, обеспечивающих электропитание отдаленных потребителей.

Использование гидроэнергии в значительной степени определяется реализуемым напором воды, который, прежде всего, зависит от рельефа местности, определяющего продольные уклоны рек на разных участках. Наиболее благоприятным для использования гидроэнергии является теплый период года, особенно весенне-летнее половодье, когда возможности выработки электроэнергии максимальны. Зимой из-за ледовых явлений и минимальных расходов воды эксплуатация гидроэнергетических установок весьма затруднительна. Вероятно, в большинстве случаев, гидроэнергию следует рассматривать в качестве сезонного источника энергии.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

Солнечная энергия, как и ветровая, присутствует в любой точке поверхности Земли. Работа солнечных энергоустановок в северной и центральной частях Томской области до широты 58° возможна с апреля по август. В более южных районах период их работы увеличивается с марта по сентябрь. В остальные месяцы из-за малой высоты солнца над горизонтом и ослабления солнечного излучения атмосферой эффективность использования гелиоприемников сократится в 4-5 раз.

Таким образом, Томская область характеризуется довольно широкими возможностями для применения солнечных энергоустановок сезонного типа, особенно в сельской местности.

Геотермальные воды Томской области по своим энергетическим характеристикам относятся к низкопотенциальным и среднепотенциальным и могут широко использоваться в различных, в том числе и энергетических целях. Наиболее перспективным районом является центральная часть Томской области, на которой расположены многие населенные пункты: Колпашево, Белый Яр, Подгорное, Парабель, Каргасок, Чажемто, Инкино, Нарым, Большая Грива, Назино, Лукашкин Яр и др. На этой территории пробурено значительное количество нефтепоисковых скважин, выведивших на поверхность термальные воды с температурой на устье до 66 °С.

#### 4.6. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на период 2014–2018 гг.

Балансы мощности и электроэнергии сформированы в соответствии с данными, предоставленными Томским РДУ, по годам на перспективу 2014-2018 гг. и приведены в таблицах 4.6.1, 4.6.2.

Таблица 4.6.1

#### Прогнозный баланс электроэнергии энергосистемы Томской области в период 2014-2018 гг.

Год	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
	млн. кВтч	млн. кВтч	млн. кВтч	млн. кВтч	млн. кВтч
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
<b>Электропотребление</b>	<b>9344</b>	<b>9421</b>	<b>9531</b>	<b>9609</b>	<b>9688</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
<b>Выработка</b>	<b>4594</b>	<b>4028</b>	<b>4101</b>	<b>4237</b>	<b>4321</b>
<b>Сальдо-переток из смежных энергосистем</b>	<b>4750</b>	<b>5393</b>	<b>5430</b>	<b>5372</b>	<b>5367</b>

Изм. № подл.	
Подпись и дата	
Взамен инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

**Прогнозный баланс мощности Томской энергосистемы в период 2014-2018 гг.**

№	Мощность, МВт	Год				
		2014	2015	2016	2017	2018
1	Установленная мощность	<b>1119,9*</b>	<b>1119,9**</b>	<b>1119,9**</b>	<b>1119,9**</b>	<b>1119,9**</b>
	ТЭС	<b>1119,9*</b>	<b>1119,9**</b>	<b>1119,9**</b>	<b>1119,9**</b>	<b>1119,9**</b>
2	Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	17	17	17	17	17
	ТЭС	17	17	17	17	17
3	Располагаемая мощность (1-2)	<b>1102,9</b>	<b>1102,9</b>	<b>1102,9</b>	<b>1102,9</b>	<b>1102,9</b>
	ТЭС	<b>1102,9</b>	<b>1102,9</b>	<b>1102,9</b>	<b>1102,9</b>	<b>1102,9</b>

\* - вывод из эксплуатации с 01.01.2013г. ТГ-3, ТГ-4, ТГ-5 ТЭЦ СХК на основании заключения Минэнерго России от 05.09.2012 № МК-8119/10;

\*\* - не учтен возможный вывод из эксплуатации с 08.06.2014 г. ТГ-3 Томской ГРЭС-2 на основании заключения Минэнерго России от 29.05.2012 № АШ-4767/10; возможный вывод из эксплуатации вывод из эксплуатации с 01.01.2015 г. ТГ-5 Томской ГРЭС-2 на основании заключения Минэнерго России от 05.09.2012 № МК-8131/10, с 01.01.2015 г. ТГ-1, ТГ-2, ТГ-6, ТГ-7 ТЭЦ СХК на основании заключения Минэнерго России от 05.09.2012 № МК-8119/10, возможный вывод из эксплуатации с 01.04.2015г. ТГ-9, ТГ-10, ТГ-11, ТГ-12, ТГ-14, ТГ-15 на основании заключения Минэнерго России от 26.12.2012 № МК-12048/10.

Ежегодный прогнозируемый рост потребления в период с 2014 по 2018 гг. составляет в среднем 1–1,5%.

Доля собственной генерации в энергосистеме Томской области в период с 2014 по 2018 гг. остается практически на одном уровне, несмотря на ввод ГТУ-16 ПРК в 2012 году и планируемый ввод Двуреченской ГТЭС 4x6 МВт (ОАО «Томскнефть» ВНК) в 2013 году.

На период до 2018 года энергосистема Томской области по прежнему сохранит дефицитное состояние, а с учетом возможного вывода из работы генераторов, не прошедших КОМ, ситуация ухудшится.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
Взамен инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.					

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

#### 4.7. Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам на период 2014–2018 гг.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам на период 2014–2018 гг. приведены в таблице 4.7.1.

Таблица 4.7.1

Предложения по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам на период 2014-2018 гг.

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
1	Строительство ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская с ПС 500/220 кВ Советско-Соснинская.	2016 г. (с выделением пускового комплекса – включение ВЛ на напряжение 220 кВ в 2014 г.)	2016 г. (с выделением пускового комплекса - включение ВЛ на напряжение 220 кВ в 2014 г.) в СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг. и проекте СиПР ЕЭС на период 2013-2019 гг. В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. предусмотрено выполнение ПИР 2011-2015 гг.	Питание энергорайона «Север» осуществляется по ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь, II цепь (НСС-1, НСС-2) (далее – ВЛ 220 кВ НСС-1, НСС-2), входящих в контролируемое сечение «ОЭС Урала – Томская энергосистема». МДП в указанном сечении в ремонтной схеме назначен из условия не превышения длительно допустимой токовой нагрузки оборудования ВЛ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская и участка провода ВЛ находящегося на балансе МЭС Западной Сибири (11,6 км). Для обеспечения не превышения МДП в зимних максимальных режимах при аварийном отключении одной из ВЛ 220 кВ НСС-1 или НСС-2 может потребоваться ограничение нагрузки потребителей. Для снятия сетевых ограничений необходимо строительство ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская с ПС 500/220 кВ Советско-Соснинская с включением ВЛ на напряжение 220 кВ в 2014 г., что позволит увеличить МДП в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» на 200 МВт в нормальной и ремонтной схемах.
2	Строительство ВЛ 500 кВ Томская - Парабель с ПС 500 кВ Парабель с выделением пускового комплекса – включение участка ВЛ Томская – Володино на напряжение 220 кВ.	2016 г. с выделением пускового комплекса – включение участка ВЛ Томская – Володино на напряжение 220 кВ в 2014 г.	2016 г. (с выделением первого пускового комплекса - включение участка ВЛ Томская – Володино на напряжение 220 кВ в 2014 г.) в СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.	Питание энергорайона «Левобережье» осуществляется по ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайками на ПС Орловка I цепь, II цепь (ТВ-231, ТВ-221) (далее – ВЛ 220 кВ ТВ-221, ТВ-231) и по ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I цепь, II цепь (С-83, С-82), входящих в контролируемое сечение «Томск – Левобережье». В нормальной схеме в сечении «Томск – Левобережье» осуществляется контроль уровней напряжения. МДП в ремонтной схеме (вывод в ремонт ВЛ 220 кВ ТВ-221 или ТВ-231) назначен по условию не превышения аварийно-допустимой токовой перегрузки

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
			и проекте СиПР ЕЭС на период 2013-2019гг. В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. предусмотрено выполнение ПИР 2011-2017гг.	оборудования в послеаварийном режиме (отключение второй цепи ВЛ 220 кВ ТВ-231 или ТВ-221). Для обеспечения неперевышения МДП в зимних максимальных режимах при аварийном отключении одной из ВЛ 220 кВ ТВ-221 или ТВ-231 может потребоваться ограничение нагрузки потребителей. Для снятия сетевых ограничений необходимо строительство ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с ПС 500/220 кВ Парабель с включением ВЛ на напряжение 220 кВ в 2014г., что позволит увеличить МДП в сечении «Томск – Левобережье» в ремонтной схеме (отключение одной из ВЛ 220 кВ ТВ-221 (ТВ-231)) на величину до 150 МВт.
3	Строительство ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с ПС 500 кВ Парабель с выделением пускового комплекса – включение на напряжение 220 кВ ВЛ Володино – Парабель.	2016 г. с выделением пускового комплекса – включение на напряжение 220 кВ ВЛ Володино – Парабель в 2015 г.	2016 г. (с выделением второго пускового комплекса - включение участка ВЛ Володино – Парабель на напряжение 220 кВ в 2015 г.) в СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг. и проекте СиПР ЕЭС на период 2013-2019 гг. В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. предусмотрено выполнение ПИР 2011-2017 гг.	В существующей схеме при выводе в ремонт одной из ВЛ 220 кВ Володино – Чажемто I цепь (ВЧ-232) или II цепь (ВЧ-222) необходимо выполнять деление сети на ПС 220 кВ Чажемто для исключения недопустимого перегруза оборудования транзита 110 кВ Володино – Чажемто в случае разрыва связи 220 кВ Володино – Чажемто. Питание ПС 220 кВ Парабель в таком режиме осуществляется по одной цепи 220 кВ, что снижает надежность электроснабжения потребителей ПС 220 кВ Парабель. Строительство ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с ПС 500/220 кВ Парабель с включением участка ВЛ Володино - Парабель на напряжение 220 кВ позволит избежать деления сети в сечении «Володино – Чажемто» в ремонтной схеме и повысит надежность электроснабжения потребителей ПС 220 кВ Парабель.

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Лист	
------	--

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
4	Строительство ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская – Парабель.	2018 г.	2016 г. в СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг. 2018 г. в проекте СиПР ЕЭС на период 2013-2019 гг. В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. предусмотрено выполнение ПИР 2011-2017 гг.	Пропускная способность транзита 220 кВ исчерпана, что является причиной сдерживания развития существующих нефтегазовых месторождений, а также освоения новых. Параллельная работа южной и северной части Томской энергосистемы значительно повысит надежность электроснабжения ее потребителей, особенно в ремонтных и послеаварийных схемах транзита 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Томская.
5	Реконструкция ПС 220 кВ Советско – Соснинская с заменой АТ мощностью 3х63 МВА на АТ мощностью 3х125 МВА	2013-2015 гг. (с заменой АТ мощностью 3х63 МВА на АТ мощностью 3х125 МВА в 2013-2014 гг.)	2013, 2014 гг. в СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг. 2014, 2015 гг. в проекте СиПР ЕЭС на период 2013-2019 гг. 2011-2015 гг. в ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг.	В настоящее время на ПС 220 кВ Советско-Соснинская в работе находятся: – два автотрансформатора 220/110/10 кВ и один автотрансформатор 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый (далее – АТ); – два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый; – автоматика ограничения перегруза оборудования АТ-3, АТ-4, АТ-5, действующая на отключение нагрузки ПС 220 кВ Советско-Соснинская (далее – АОПО). Отключение одного из АТ может привести к перегрузу оставшихся в работе АТ более чем на 25 % в зимний период и на 11% в летний период. Для снятия сетевых ограничений необходима реконструкция ПС 220 кВ Советско-Соснинская по замене существующих АТ мощностью 3х63 МВА на АТ мощностью 3х125 МВА. Отключение одного из трансформаторов 110/35/6 кВ приводит к перегрузу оставшегося в работе трансформатора на 16 % в летний период. Для разгрузки существующих трансформаторов 110/35/6 кВ в проекте по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Советско-Соснинская (замена автотрансформаторов)» предусмотрено питание шин 35 кВ от вновь устанавливаемых автотрансформаторов АТ-3, АТ-4, питание шин 6 кВ остается от трансформаторов (ре-

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Лист

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
6	Строительство ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК – ЭС-2 СХК с установкой АТ 220/110 кВ мощностью 240 МВА на ПС 110 кВ ЭС-1 СХК.	2015 г.	2015 г. в СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг. В проекте СиПР ЕЭС на период 2013 – 2019 не предусмотрено.	зевр от АТ-5). Для регулирования напряжения на шинах 35 кВ проектом предусмотрена установка двух БСК мощностью 17,3 Мвар каждая.  В существующей схеме питание энергорайона ОАО «СХК» осуществляется по ВЛ 220 кВ Восточная – ТЭЦ СХК (Т-201), ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК – ЭС-2 СХК (Л-3) (далее – ВЛ 220 кВ Т-201, ВЛ 220 кВ Л-3), входящих в контролируемое сечение «СХК – Томская энергосистема». В ремонтных схемах (вывод в ремонт ВЛ 220 Л-3 или ВЛ 220 кВ Т-201) связь Томской энергосистемы с энергорайоном ОАО «СХК» осуществляется по одной из ВЛ 220 кВ Т-201 или ВЛ 220 кВ Л-3. При отключении оставшейся ВЛ 220 кВ Т-201 (ВЛ 220 кВ Л-3) энергорайон ОАО «СХК» (объекты потребителя Росатом и город Северск) выделяется на изолированную работу. Строительство ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК – ЭС-2 СХК с установкой АТ 220/110 кВ мощностью 240 МВА на ЭС-1 СХК позволит снять сетевые ограничения схемы выдачи мощности ТЭЦ СХК в зимнем периоде, снизит объем ограничений в летнем (в ремонтной схеме) и обеспечит надежное электроснабжение населения города Северск и объектов потребителя Росатом.
7	Строительство ВЛ 220 кВ Парабель – Лугинецкая с надстройкой ОРУ 220 кВ на ПС Лугинецкая.	2014 г.	2014 г. в СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг. В проекте СиПР ЕЭС на период 2013 – 2019 гг. не предусмотрено.	В существующей схеме электроснабжения нагрузок нефтегазодобывающего комплекса питающихся от ПС 220 кВ Парабель аварийное отключение или вывод в ремонт любой из ВЛ 110кВ транзита Парабель – Двуреченская, БСК-110 кВ и УШР-110 кВ на ПС 110 кВ Игольская или ПС 110 кВ Двуреченская, останов агрегатов ГТЭС Игольская может привести к снижению напряжения на транзите 110 кВ Парабель – Двуреченская и отключению двигателей потребителей нефтегазодобывающего комплекса действием защит минимального напряжения (ЗМН). Строительство ВЛ 220 кВ Парабель – Лугинецкая с надстройкой ОРУ 220 кВ на ПС Лугинецкая повысит устойчивость работы нагрузок и позволит избежать отключение нагрузки действием АОПО ПС 220 кВ Парабель в ремонтных и послеаварийных режимах.

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
8	Реконструкция АРПП – 500 ПС 500 кВ Томская с организацией контроля перетока мощности по ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215), ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216), входящие в сечение «Красноярск, Кузбасс-Томск» и их эксплуатационного состояния	2015 г.	2013 г. в СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг. 2015-2017 гг. в ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг.	Для увеличения МДП в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» в ремонтных схемах на ПС 500 кВ Томская установлена локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости ПС 500 кВ Томская (ЛАПНУ), включающая в себя: - автоматику разгрузки при разрыве электропередачи 500 кВ (АРПП-500); - устройство контроля мощности предшествующего режима (УКПР); - устройство отключения нагрузки (УОН); - устройство фиксации отключения линий 500 кВ (ФОЛ) и автотрансформаторов (ФОТ). Существующие УКПР контролируют суммарный переток только по ВЛ 500 кВ, при этом переток в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» контролируется по ВЛ 500 кВ и двум ВЛ 220 кВ. Реконструкция ЛАПНУ ПС 500 кВ Томская с организацией контроля перетока мощности по ВЛ 220 кВ, входящих в сечение (АТ-215, АТ-216) и их эксплуатационного состояния позволит увеличить МДП в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» на 100 МВт в ремонтной схеме (отключены ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская и ВЛ 500 кВ Итатская – Томская). Данное мероприятие в период высоких температур и при отсутствии возможности загрузки тепловых станций позволит сократить объем возможных ограничений.
9	Реконструкция ПС 220 кВ Советско – Соснинская	2013 – 2018 гг.	2012-2018 гг. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» В проекте «СиПР ЕЭС на период 2013-2019 гг.» не предусмотрено. В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. предусмот-	В ОТР ПД по титулу «Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Советско-Соснинская» предусматривается замена всего оборудования, которое морально устарело и выработало свой ресурс (за исключением нового оборудования, устанавливаемого в рамках титула по «Реконструкция ПС 220 кВ Советско-Соснинская (замена автотрансформаторов)»).

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
			рено выполнение ПИР в 2012-2024 гг.	
10	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Восточная	2013-2018 гг.	2017 гг. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» 2018 г. в проекте «СиПР ЕЭС на период 2013-2019 гг.» В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. предусмотрено выполнение ПИР в 2008-2024 гг.	В ОТР ПД по титулу «Комплексная реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Восточная» определена необходимость реконструкции и технического перевооружения ПС 220 кВ Восточная, которая обусловлена следующими факторами: <ul style="list-style-type: none"> <li>– физическим состоянием оборудования подстанции, находящимся в эксплуатации более 35 лет;</li> <li>– пропускной способностью трансформаторов 110/35/10 кВ (Т-1, Т-2) и автотрансформаторов 220/110 кВ (АТ-3, АТ-4).</li> </ul> В ОТР указанной ПД предусмотрена замена всего оборудования ПС 220 кВ Восточная, в том числе существующих АТ-3, АТ-4 на автотрансформаторы мощностью 2х250 МВА.
11	Установка на АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Володино и АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Чажемто дистанционных защит на сторонах 220, 110 кВ.	2015 г.	2015 г. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. не предусмотрено.	Для обеспечения дальнего резервирования защит ВЛ 220, 110 кВ. Возможно работа ВЛ на не устранившееся КЗ при отказе защиты ВЛ.
12	Выполнение схемы передачи команд ПА разгрузки ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками II цепь, I цепь (С-82, С-83) ПС 220 кВ Мельниково – ПС 220 кВ Володино – ПС 220 кВ Чажемто – ПС 220 кВ Парабель.	2014 г.	2013-2014 гг. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.»  В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. не предусмотрено.	Установленная на ПС 110 кВ Левобережная АОПО по факту превышения аварийно-допустимого тока по ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками II цепь, I цепь (С-82, С-83) действует на отключение ВЛ 110 кВ Мельниково-110 – Мельниково I цепь, II цепь (СВ-1, СВ-2) на ПС 110 кВ Мельниково-110. В период максимальных нагрузок, при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I цепь (ТВ-231) и II цепь (ТВ-221) действием указанной автоматики отключается более 150 МВт. Такой объем отключений является излишним для снижения тока по ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками II цепь, I цепь (С-82, С-83). Данное мероприятие позволит выполнить действие автоматики на меньший объем отключаемых нагру-

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
				зок.
13	Установка ШОН и колонок синхронизации на ПС 220 кВ Раскино, ПС 220 кВ Вертикос.	2016 г.	2016 г. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. не предусмотрено.	Для переноса точки раздела транзита 220 кВ Томск – Нижневартовск без погашения потребителей.
14	Установить шкафы отбора напряжения (ШОН) для целей требуемого режима работы АПВ следующих ВЛ: – ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I, II цепи (ЧП-233, ЧП-223) со стороны ПС 220 кВ Парабель и ПС 220 кВ Чажемто; – ВЛ 220 кВ Раскино – Чапаевка I, II цепи (РЧ-235, РЧ-225) со стороны ПС 220 кВ Раскино и ПС 220 кВ Чапаевка.	2014 г.	2013-2014 гг. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. не предусмотрено.	ПУЭ п.3.3.10 Исключение излишних включений выключателей ВЛ на КЗ, что обеспечивает повышение устойчивости работы нагрузок сети, повышается ресурс работы выключателей
15	Установить ВЧ защиты на ВЛ 220 кВ транзита Советско-Соснинская – Чапаевка – Раскино – Вертикос – Парабель – Чажемто – Володино	2014-2016 гг.	В «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» не предусмотрено. В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. не предусмотрено.	ПУЭ п.3.2.4 Обеспечение устойчивости работы нагрузок нефтегазодобычи, НПС, ГКС

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
16	Установка на ОВ-220 кВ ПС 220 кВ Чапаевка, ПС 220 кВ Советско-Соснинская, ПС 220 кВ Раскино, ПС 220 кВ Восточная, ПС 500 кВ Томская вторых (МП) комплектов защит.	2015 г.	2015 г. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. не предусмотрено.	Для обеспечения ближнего резервирования защит и возможности оперативного изменения уставок защит ОВ-220кВ. В аварийных ситуациях возможны длительные перерывы электроснабжения из-за отсутствия возможности перевода повреждённого оборудования за ОВ с требуемыми уставками.
17	Установка вторых комплектов защит для выполнения ближнего резервирования защит ВЛ 110 кВ Володино – Молчановская НПС (С-33) на ПС 220 Володино.	2016-2017 гг.	2016-2017 гг. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. не предусмотрено.	Отсутствие дальнего резервирования при включении ремонтной перемычки 110 кВ ПС 110 кВ Молчановская НПС. Возможно работа ВЛ на не устранившееся КЗ при отказе защиты ВЛ.
18	Установка вторых комплектов защит на ПС 220 кВ Асино на ВЛ 110 кВ Асино – Первомайская (С-51), ВЛ 110 кВ Асино-Комсомольская с отпайкой на ПС Первомайская (С-52).	2015 г.	2015г. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» В ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 гг. не предусмотрено.	Для обеспечения ближнего резервирования защит ВЛ 110 кВ и резервирования защит трансформаторов приёмных ПС. Возможно работа ВЛ на не устранившееся КЗ при отказе защиты ВЛ.
19	Разделение существующей БСК-110 кВ мощностью 26 МВАр на ПС 110 кВ Колпашево на две БСК-110 кВ мощностью 13 МВАр с подключением через отдельные выключатели	2014 г.	2014 г. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» 2014 г. в ИП ОАО «ТРК» на 2012-2017 гг.	В существующей схеме питание энергоузла «ПС 110 кВ Колпашево» осуществляется по ВЛ 110 кВ Чажемто – Колпашево с отпайкой на ПС Новоильинская (С-40). На ПС 110 кВ Колпашево установлена БСК-110 кВ мощностью 26 Мвар (далее – БСК). В настоящее время в период весна-осень отсутствует возможность использования БСК в режимах питания ПС 110 кВ Колпашево со стороны ПС 220 кВ Асино в ремонтных и послеаварийных режимах (отключение ВЛ 110 кВ Чажемто – Колпашево с

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
				отпайкой на ПС Новоильинская (С-40)). Напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Колпашево в часы максимума нагрузки в режимах весна-осень (нагрузка ПС 110 кВ Колпашево 12-16 МВт) составляет без БСК 87-94 кВ, с БСК 125-130 кВ. В течение суток происходит изменение нагрузки ПС 110 кВ Колпашево что приводит к значительным изменениям напряжения. В связи с отсутствием средств плавного регулирования напряжения в энергоузле «ПС 110 кВ Колпашево» использование БСК в указанных режимах затруднительно. Разделение существующей БСК на две БСК-110 кВ мощностью 13 МВАр с подключением через отдельные выключатели позволит поддерживать нормальный уровень напряжения в сети 110 кВ транзита ПС 220 кВ Асино – ПС 110 кВ Колпашево в ремонтных и послеаварийных режимах, связанных с отключением ВЛ 110 кВ С-40.
20	Установка второго комплекта защит на ПС 110 кВ Асино-110 для выполнения ближнего резервирования защит ВЛ 110 кВ Итатка – Асино-110 (С-7А)	2014 г.	2014 г. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» В ИП ОАО «ТРК» на 2012-2017 гг. не предусмотрено	Отсутствие дальнего резервирования защитами ВЛ 110 кВ Асино – Асино-110 I цепь, II цепь (С-68, С-69) со стороны ПС 220 кВ Асино. При КЗ на ВЛ и отказе защиты, ВЛ будет работать на не устранившееся КЗ, что приведёт к повреждению ВЛ, оборудования.
21	Установка вторых комплектов защит для выполнения ближнего резервирования защит следующих ВЛ: – ВЛ 110 кВ Мельниково-110 – Маркелово (С-41) на ПС 110 кВ Мельниково-110; – ВЛ 110 кВ Тунгусово – Коломинские Гривы (С-35) и ВЛ 110 кВ Коломинские	2015-2016 гг.	2015-2016 гг. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» В ИП ОАО «ТРК» на 2012-2017 гг. не предусмотрено	По ПУЭ п. 3.2.15. должны предусматриваться меры по обеспечению ближнего резервирования, если дальнейшее резервирование при КЗ на этой линии не обеспечивается. - на ПС 110 кВ Мельниково-110 не обеспечивается дальнейшее резервирование ВЛ 110 кВ Мельниково-110 – Маркелово (С-41) в режиме вывода в ремонт СВ-110 на ПС 110 кВ Маркелово и включении ремонтной перемычки 110 кВ. Точка раздела по транзиту 110 кВ Мельниково – Бакчар (при выводе в ремонт СВ-110 на ПС 110 кВ Маркелово) переносится на ПС 110 кВ Маркелово. В режиме ремонт плюс отключение (КЗ на любом участке транзита) отсутствует возможность запитки нагрузок (семь ПС 110 кВ) со стороны ПС 110 кВ Мельниково-110;

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
	Гривы – Подгорная (С-27) на ПС 110 кВ Коломинские Гривы.			- отсутствие дальнего резервирования при включении ремонтной перемычки 110 кВ транзита 110 кВ Коломинские Гривы – Высокий Яр (на ПС 110 кВ Подгорная или ПС 110 кВ Усть-Бакчар). Отсутствие возможности запитки нагрузок указанного транзита в режиме ремонт плюс отключение. В режимах вывода в ремонт СВ-110 ПС 110 кВ Молчановская НПС и включении ремонтной перемычки отсутствует дальнейшее резервирование транзита 110 кВ Коломинские Гривы – Володино. Отсутствие возможности запитки нагрузок указанного транзита в режиме ремонт плюс отключение.
22	Установка выносных ТТ 110 кВ в ремонтную перемычку 110 кВ ПС 110 кВ Типсино для ввода в работу защит ВЛ 110 кВ Типсино – Колпашево (С-57К)	2014 г.	2014 г. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.». В ИП ОАО «ТРК» на 2012-2017 гг. предусмотрено выполнение ПИР в 2017-2018 гг.	Для обеспечения надежного электроснабжения г. Колпашево в ремонтном режиме (отключение СВ-110 кВ ПС 110 кВ Типсино и включении ремонтной перемычки 110 кВ)
23	Реконструкция РЗА Т-23, Т-25 Томской ГРЭС-2	2014 г.	2016 г. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» В ИП ОАО «ТГК-11» не предусмотрено	Обеспечение устойчивости работы станции. Обеспечение селективности действия и уменьшения времени действия резервных защит трансформаторов с защитами ВЛ 35, 110 кВ. Из-за отказа защит при КЗ возможно повреждение оборудования, частичный или полный останов оборудования станции (аппаратура РЗА находится в эксплуатации 60 лет).
24	Замена защит генераторов ТГ-5, ТГ-6 Томской ГРЭС-2.	2017 г.	2013-2014 гг. в «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» В ИП ОАО «ТГК-11» отсутствует.	Обеспечение устойчивости работы станции. Уменьшение объемов повреждения оборудования. Обеспечение селективности действия и уменьшения времени действия резервных защит трансформаторов с защитами ВЛ 35, 110 кВ. В соответствии с «Протоколом совместного решения по обеспечению надежности работы защит оборудования главной схемы ГРЭС-2 – трансформаторов связи Т-22, Т-23, Т-25, РОТ-1, трансформаторов блока Т-27 и шин 110, 35 кВ в связи с включением Т-22 80 МВА и ТГ-2 50 МВт» от 23.09.2009 г.

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
				Из-за отказа защит при КЗ возможно повреждение оборудования, частичный или полный останов оборудования станции (аппаратура РЗА находится в эксплуатации 60 лет).
25	Замена защиты шин 110 кВ Томской ГРЭС-2.	2015 г.	В «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» не предусмотрено В ИП ОАО «ТГК-11» не предусмотрено	Физический износ аппаратуры (срок эксплуатации 60 лет). Отсутствие дальнего резервирования защит
26	Установка на ОРУ-110 кВ подстанций Тайгинской дистанции электроснабжения (ПС 110 кВ Предтеченск, ПС 110 кВ Межениновка, ПС 110 кВ Сураново) выключателей в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	2014-2016 гг.	В «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» 2015г. В ИП ОАО «РЖД» не предусмотрено. Вошло в сводный перечень замечаний ОАО «СО ЕЭС» для включения в ИП ОАО «РЖД» и сводный перечень мероприятий, предлагаемых ОАО «СО ЕЭС» для включения в целевые программы ОАО «РЖД» (письмо ОДУ Сибири от 31.01.2013 № О4-63-П-19-533).	Отсутствие выключателей в цепях линий на подстанциях 110 кВ Тайгинской дистанции электроснабжения (Из-за ненадежной работы ОД, КЗ установленных на трансформаторах возможно повреждение оборудования ошиновки 10 кВ и силовых трансформаторов при коротких замыканиях в трансформаторах или ошиновке и отказе ОД, КЗ, так как резервирование защит трансформаторов защитами питающих линий 110 кВ не обеспечивается).
27	Выполнение ближнего резервирования защит (установка двух независимых комплектов защит) на следующих подстанциях Тайгинской дистанции электроснабжения	2014-2016 гг.	В «СиПР электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 гг.» 2016 г.  В ИП ОАО «РЖД» не	Раздел 3. «Защита и автоматика» Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ п.6.11.2 (утв. Приказом Минэнерго РФ от 19. июня 2003г. №229). Отсутствие дальнего резервирования защит ВЛ 110 кВ Тайгинской дистанции электроснабжения (Не обеспечивается дальнейшее резервирование защит ВЛ 110 кВ защитами смежных ВЛ в режимах вы-

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Лист

№ пп	Мероприятие	Сроки предлагаемые Томским РДУ	Сроки сооружения и наличие в СиПР и ИП субъектов электроэнергетики	Обоснование, технический эффект
	<p>троснабжения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ПС 110 кВ Предтеченск на ВЛ 110 кВ Зональная – Предтеченск (С-86) и ВЛ 110 кВ Предтеченск – Межениновка (С-11);</li> <li>– ПС 110 кВ Межениновка на ВЛ 110 кВ Предтеченск – Межениновка (С-11) и ВЛ 110 кВ Межениновка-Сураново (С-12);</li> <li>ПС 110 кВ Сураново на ВЛ 110 кВ Межениновка-Сураново (С-12) и ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27).</li> </ul>		<p>предусмотрено.</p> <p>Вошло в сводный перечень замечаний ОАО «СО ЕЭС» для включения в ИП ОАО «РЖД».</p>	<p>вода в ремонт линейного (секционного) выключателя на подстанциях Тайгинской дистанции электроснабжения и включения ремонтной перемычки 110 кВ. В таких режимах при КЗ на ВЛ 110 кВ в зоне действия третьих ступеней защит ВЛ и их отказе (или отказе выключателя) линия будет работать на не устранившееся КЗ. Работа с разомкнутым транзитом 110 кВ не обеспечивает требования по надёжности электроснабжения для данной категории потребителей).</p>

Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Томской области определяет главным образом строительство основного транзита 500 кВ ПС Томская – Нижневартовская ГРЭС. Введение данного объекта позволит значительно усилить электрическую сеть и позволит включить на параллельную работу на территории Томской области энергосистемы ОЭС Сибири и ОЭС Урала.

Все остальные мероприятия по развитию электрической сети направлены главным образом на реконструкцию существующих электросетевых объектов с целью замены устаревшего оборудования и устранения «узких мест» в энергосистеме.

#### 4.8. Определение и уточнение перечня «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Анализ существующего состояния системы электроснабжения Томской области позволяет выделить следующие «узкие места» и проблемы:

##### 1. Основной системообразующий транзит 220 кВ Томск – Нижневартовск.

Основной системообразующей линией Томской энергосистемы является транзит 220 кВ Томск – Нижневартовск (Томская – Володино – Чажемто – Парабель – Вертикос – Раскино – Чапаевка – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС) протяженностью около 800 км.

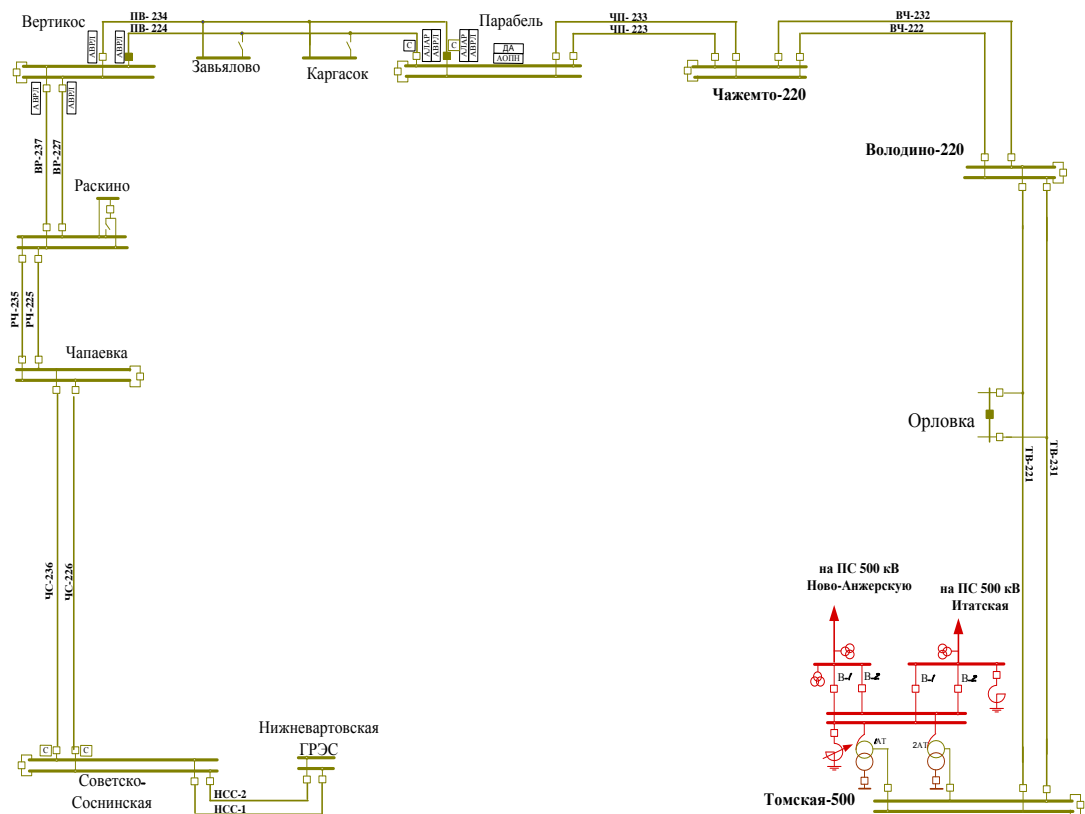


Рисунок 2.9 Схема основного транзита 220 кВ Томск – Нижневартовск

Из-за большой протяженности и недостаточной пропускной способности эта линия не может служить в качестве транзитной между ОЭС Сибири и ОЭС Урала.

Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

Точка раздела электрических потоков мощности транзита 220 кВ Томск – Нижневартовск является ПС 220 кВ Парабель и ПС 220 кВ Вертикос, тем самым часть потребителей Томской области, питающихся от подстанций 220 кВ Каргасок, Завьялово, Вертикос, Раскино, Чапаевка, Советско-Соснинская, получают электроэнергию из Тюменской энергосистемы (северная часть Томской энергосистемы), (чертеж № 497373-СХ.1 листы 108-109).

## 2. Сечение ОЭС Урала – Томская энергосистема.

Фактический переток в указанном сечении достигает максимально допустимых значений (255 МВт), (чертеж № 497373-СХ.1 лист 110).

Вывод в ремонт ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская может потребовать оперативных мер по снижению перетока в сечении и ограничению потребителей (чертеж № 497373-СХ.1 листы 111-112).

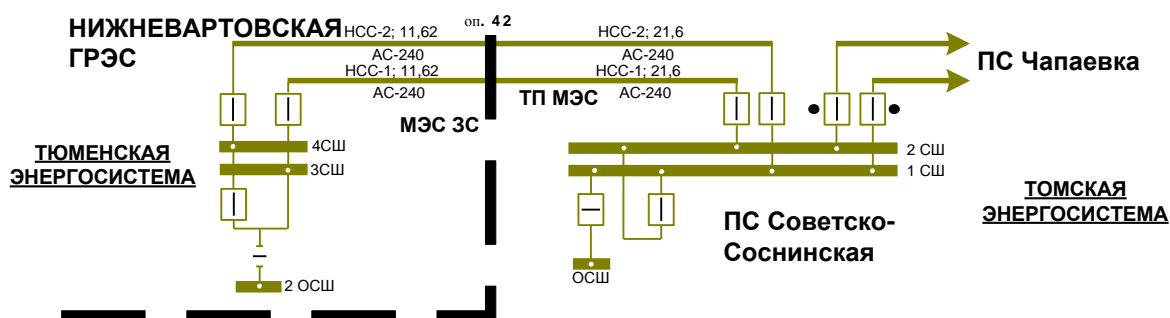


Рисунок 2.10 Схема сечения Нижневартовская ГРЭС – ПС Советско-Соснинская

В аварийных ситуациях электроснабжение потребителей северной части Томской энергосистемы со стороны ПС 500 кВ Томская невозможно в полном объеме по условию допустимой токовой загрузки линий и подстанционного оборудования транзита 220 кВ Томск – Нижневартовск и обеспечения статической устойчивости нагрузок.

Подключение новых потребителей в северной части Томской энергосистемы без сетевого строительства невозможно.

## 3. Сечение Томск – Левобережье.

В состав сечения входят следующие линии:

- ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка;
- ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками.

Максимально допустимый переток (МДП) с ПА в сечении Томск – Левобережье в ремонтной схеме (ремонт одной цепи ВЛ 220 кВ Томская – Володино) составляет 275 МВт зимой. В зимних режимах, в полной схеме переток в указанном сечении достигает 293 МВт, (чертеж № 497373-СХ.1 листы 113-114).

Таким образом, вывод в ремонт одной цепи ВЛ 220 кВ Томская – Володино требует оперативных мер по снижению перетока в указанном сечении и ограничению потребителей.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

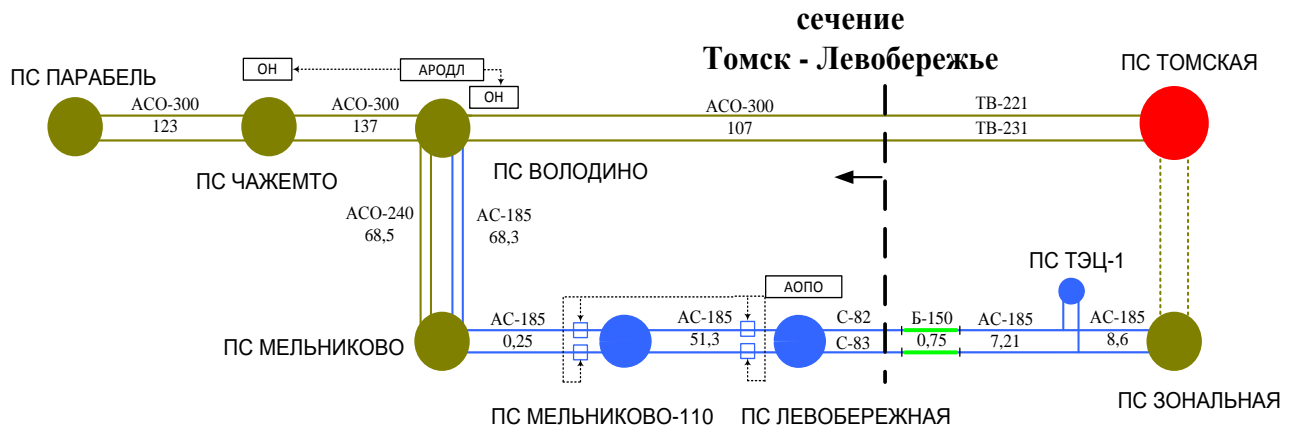


Рисунок 2.11 Схема сечения Томск-Левобережье

Подключение дополнительных или увеличение нагрузки существующих потребителей нефтегазодобывающей отрасли, питающихся с ПС 220 кВ Парабель, становится затруднительным. Для снятия сетевых ограничений необходимо строительство ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с ПС 500/220 кВ Парабель с включением участка ВЛ Томская – Володино на напряжение 220 кВ (первый пусковой комплекс).

#### 4. Сечение СХК – Томская энергосистема.

- В состав сечения входят следующие линии:
- ВЛ-220 кВ ЭС-1 СХК – ЭС-2 СХК (Л-3);
  - ВЛ-220 кВ Восточная – ТЭЦ СХК (Т-201).

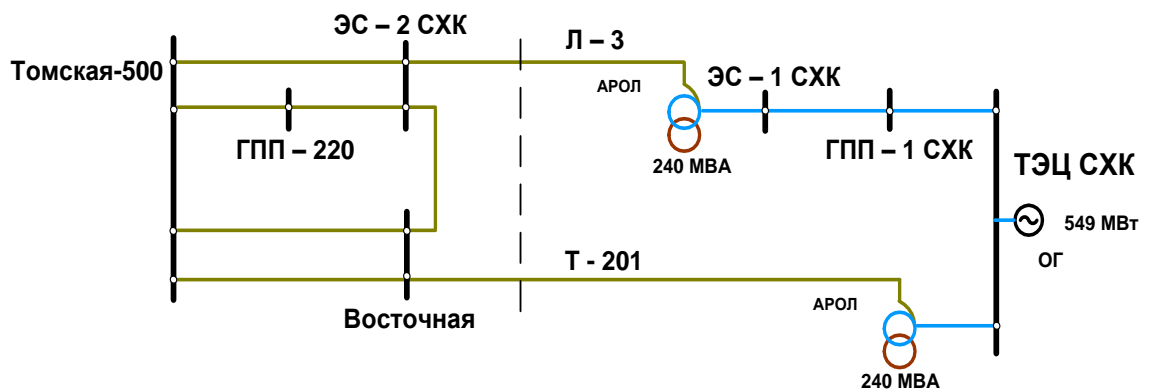


Рисунок 2.12 Схема сечения СХК – Томская энергосистема

Максимально допустимый переток в сечении СХК – Томская энергосистема в послеаварийной (ремонтной) схеме (отключена ВЛ 220 кВ Т-201 или АТ-ВЛ Т-201) при введенной противоаварийной автоматике составляет 185 МВт, что не позволяет работать ТЭЦ СХК с установленной мощностью (чертеж № 497373-СХ.1 листы 115-117).

При выводе в ремонт одной из двух ВЛ 220 кВ в сечении СХК - Томская энергосистема и аварийном отключении оставшейся ТЭЦ СХК выделится на изолированную работу (чертеж № 497373-СХ.1 лист 118).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
Взамен инв. №	Подпись и дата	Инва. № подл.					

## 5. Транзит 110 кВ ПС Парабель – ПС Двуреченская – ПС Чапаевка.

Длина транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская составляет 757 км.

ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая и ВЛ 110 кВ Лугинецкая – Игольская выполнены в габаритах 220 кВ.

Вывод в ремонт любой из ВЛ 110 кВ транзита Парабель – Двуреченская, отключение БСК 110 кВ и УШР 110 кВ, остановка агрегатов ГТЭС Игольская не возможны без ограничений потребителей нефтегазодобывающего комплекса, (чертеж № 497373-СХ.1 листы 119-123).

Существующая схема электроснабжения нагрузок нефтегазодобывающего комплекса не позволяет подключать потребителей к транзиту 110 кВ.

Устойчивость работы нагрузок потребителей транзита ограничивается по условию обеспечения допустимых уровней напряжения.

Увеличение мощности БСК 110 кВ не позволит дополнительно подключать нагрузки, так как по реактивной мощности этот энергорайон избыточный.

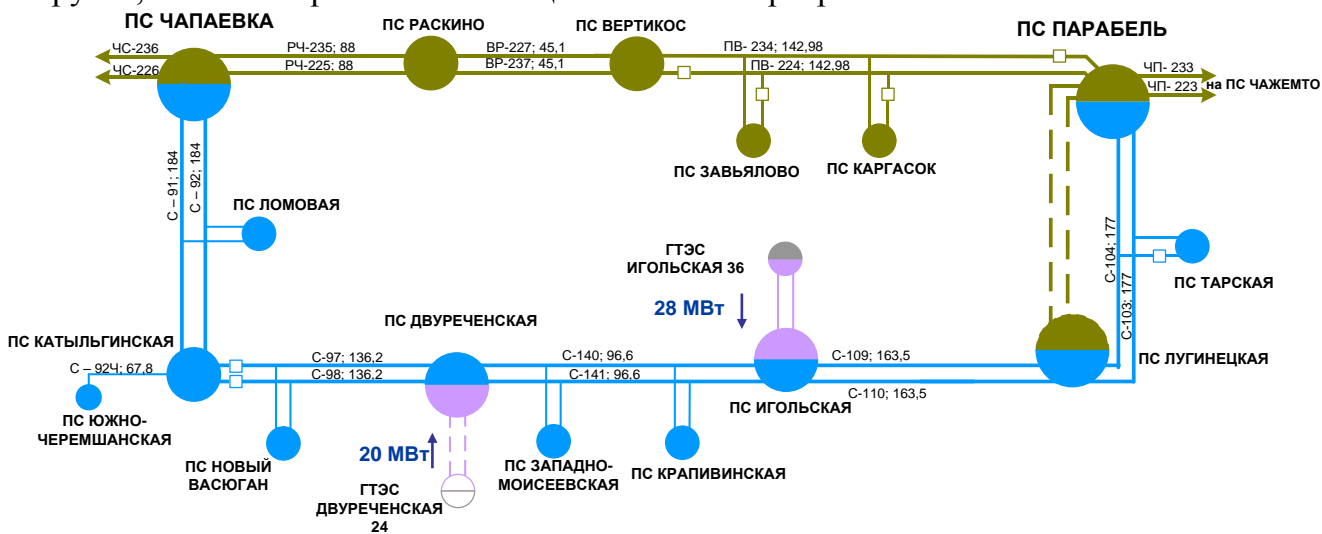


Рисунок 2.13 Схема транзита 110 кВ ПС Парабель – ПС Двуреченская – ПС Чапаевка.

## 6. ПС 220 кВ Советско-Соснинская

В настоящее время на ПС 220 кВ Советско-Соснинская в работе находятся 3 АТ 220/110/6 кВ по 63 МВА, существующая нагрузка зимой составляет 176 МВА, (чертеж № 497373-СХ.1 лист 126). От данной подстанции питается нефтегазодобывающий комплекс и г. Стрежевой. При отключении одного из АТ в максимум нагрузок перегруз оставшихся в работе АТ составляет более 40%, (чертеж № 497373-СХ.1 лист 127). При отключении одного из трансформаторов мощностью 63 МВА в максимум нагрузок перегруз оставшегося в работе трансформатора составляет более 40%, (чертеж № 497373-СХ.1 лист 128). При отключении 1 СШ 220 или 110 кВ перегруз оставшегося в работе АТ составит более 200%. Вывод в ремонт АТ 220/110/6 кВ в летний период также затруднен. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей необходима замена автотрансформаторов 220/110/6 кВ 3х63 МВА на автотрансформаторы 3х125 МВА и замена трансформаторов 110/35/6 кВ 2х63 МВА на трансформаторы 3х63 МВА. Замена автотрансформаторов предусмотрена в рамках титула «Реконструкция ПС 220 кВ Советско-Соснинская (замена автотрансформаторов)». Замена трансформаторов предусмот-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

рена в рамках титула «Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Советско-Соснинская».

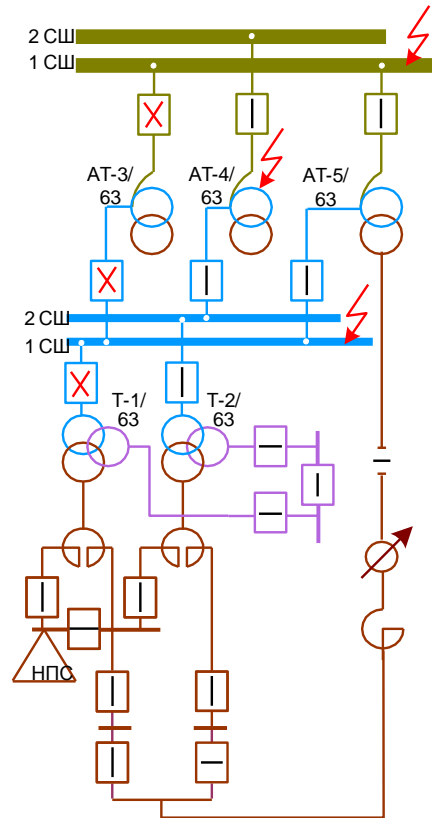


Рисунок 2.14 Принципиальная схема ПС 220кВ Советско-Соснинская.

### 7. ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская.

В нормальном режиме нагрузка одноцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская (СВ-5) и двухцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская (СС-3 или СС-4), находится в допустимых пределах (чертеж № 497373-СХ.1 лист 129).

При ремонте одной цепи ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская (СС-3) и аварийном отключении второй цепи ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская (СС-4) помимо недопустимого снижения напряжения на ПС 110 кВ Вахская, ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская (СВ-5) перегружается по току выше длительно-допустимого значения (чертеж № 497373-СХ.1 лист 130). Для ввода режима в допустимую область требуется ограничение нагрузок (чертеж № 497373-СХ.1 лист 131).

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1			

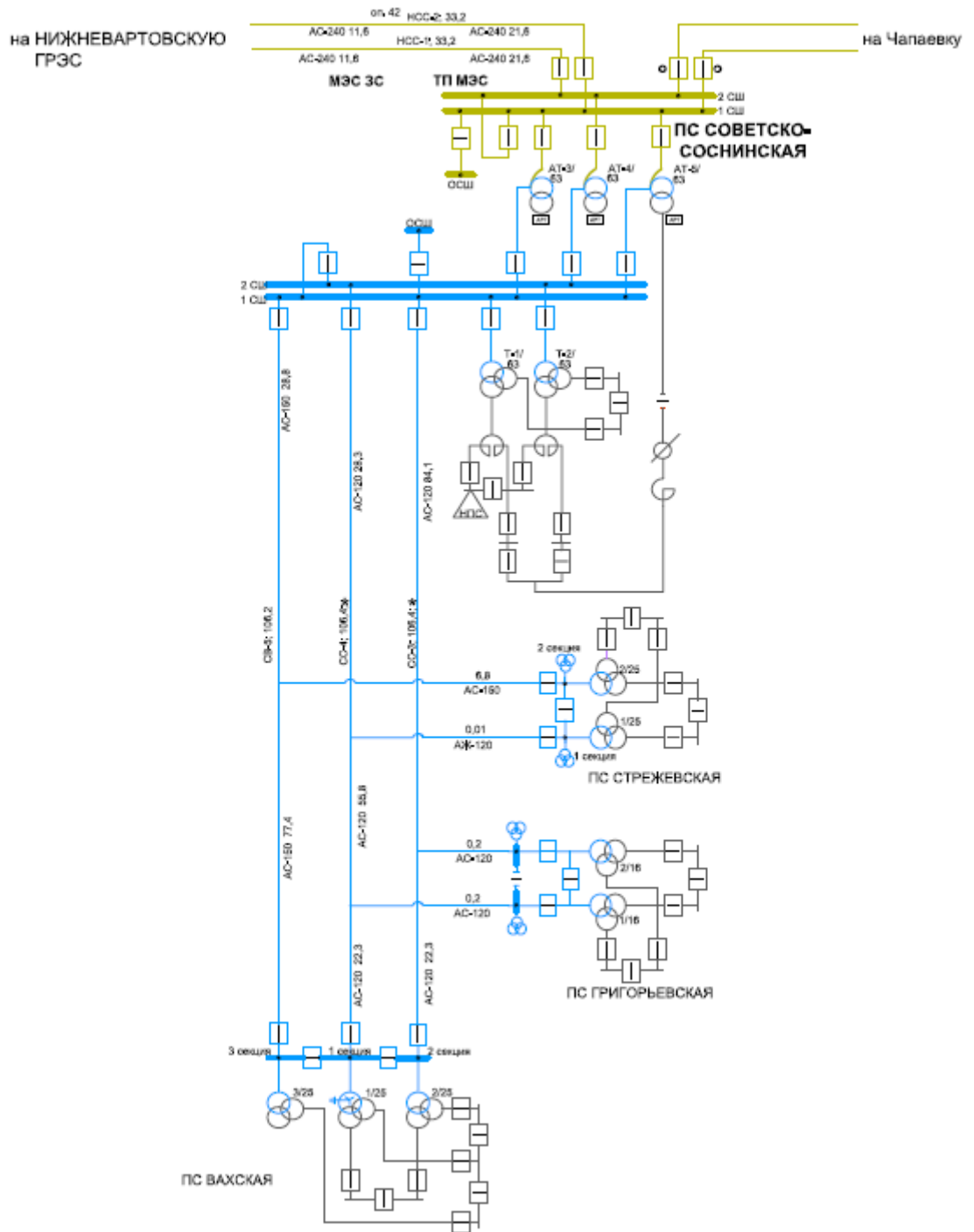


Рисунок 2.15 Принципиальная схема ПС 220 кВ Советско-Соснинская.

### 8. ПС 220 кВ Восточная.

Узловая ПС 220 кВ Восточная, расположенная в черте г. Томска, связывает энергосистему Томской области с ОЭС Сибири и питает как крупных промышленных потребителей, так и часть объектов жизнеобеспечения г. Томска (ПНС). В настоящее время на ПС 220 кВ Восточная в работе находятся 3 трансформатора 110/35/10 кВ по 63 МВА, суммарная нагрузка по которым зимой составляет 100 МВА.

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

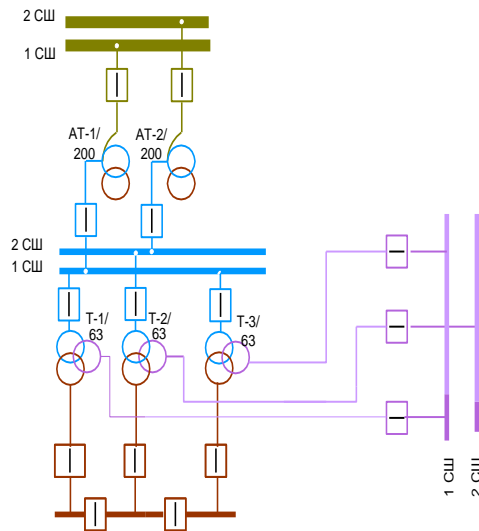


Рисунок 2.16 Принципиальная схема ПС 220кВ Восточная

Моральный и физический износ оборудования требует проведения комплексной реконструкции ПС 220 кВ Восточная.

### 9. ПС 220 кВ ПарABELь.

Вывод в ремонт одной ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка (ТВ-221) и аварийное отключение второй ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка (ТВ-231) приводит к тому, что напряжение на транзите 220 кВ Томская – ПарABELь достигает наибольшего рабочего напряжения, (чертеж № 497373-СХ.1 листы 132-133).

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №							Лист
			497373-СХ.1						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата				

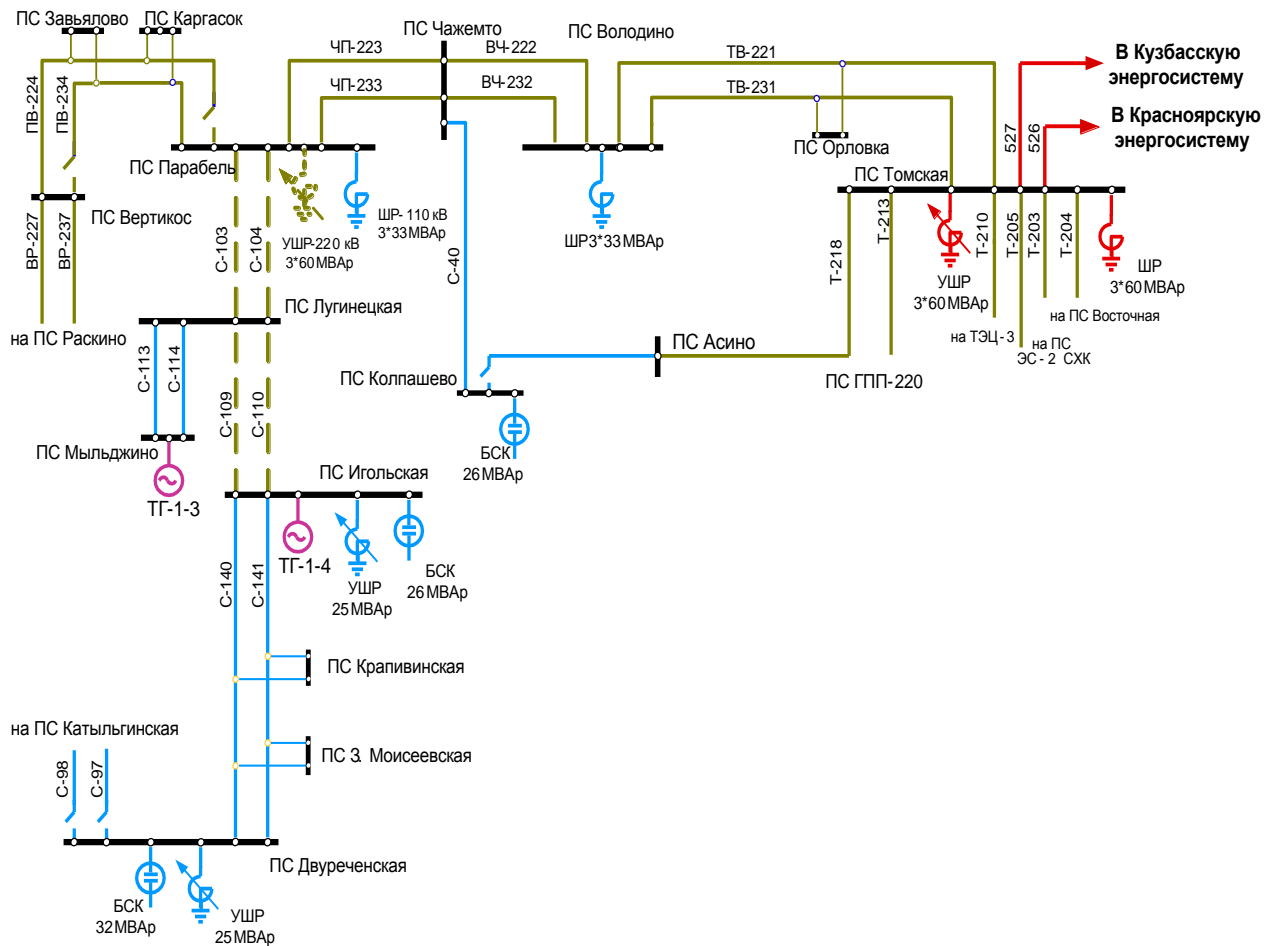


Рисунок 2.17 Схема размещения средств компенсации в южной части Томской энергосистемы

Включение существующего ШР-110 кВ на ПС 220 кВ Парабель приводит к снижению напряжения ниже минимально допустимого и нарушению устойчивости работы нагрузок нефтегазодобывающего комплекса.

Существующие средства регулирования напряжения не обеспечивают плавного регулирования напряжения, так как величина необходимого управляющего воздействия зависит от уровня нагрузок энергосистемы в момент аварийной ситуации.

При отключении одного автотрансформатора мощностью 63 МВА на ПС 220 кВ Парабель, оставшиеся в работе автотрансформаторы загружены на 94% (чертеж № 497373-СХ.1 лист 124).

При погашении первой секции шин 110 кВ на ПС 220 кВ Парабель, оставшийся в работе автотрансформатор перегружается, по мощности, выше допустимых значений. Для обеспечения допустимой загрузки оставшегося в работе автотрансформатора мощностью 63 МВА, требуется отключение нагрузки (ОН) на ПС Лугинская и ПС Крапивинская на 30,9 МВт действием АОПО автотрансформаторов ПС 220 кВ Парабель (чертеж № 497373-СХ.1 лист 125). Для реализации управляющих воздействий указанной АОПО требуется установка УПАСК на ПС 220 кВ Парабель и на подстанциях транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская. Для недопущения отключения нагрузки потребителей транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская необходимо строительство ВЛ 220 кВ Парабель – Лугинская с надстройкой ОРУ 220 кВ на ПС Лугинская.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

## 10. Транзит 110 кВ ПС Асино – ПС Колпашево

Длина транзита 110 кВ ПС Асино – ПС Колпашево составляет 336 км.

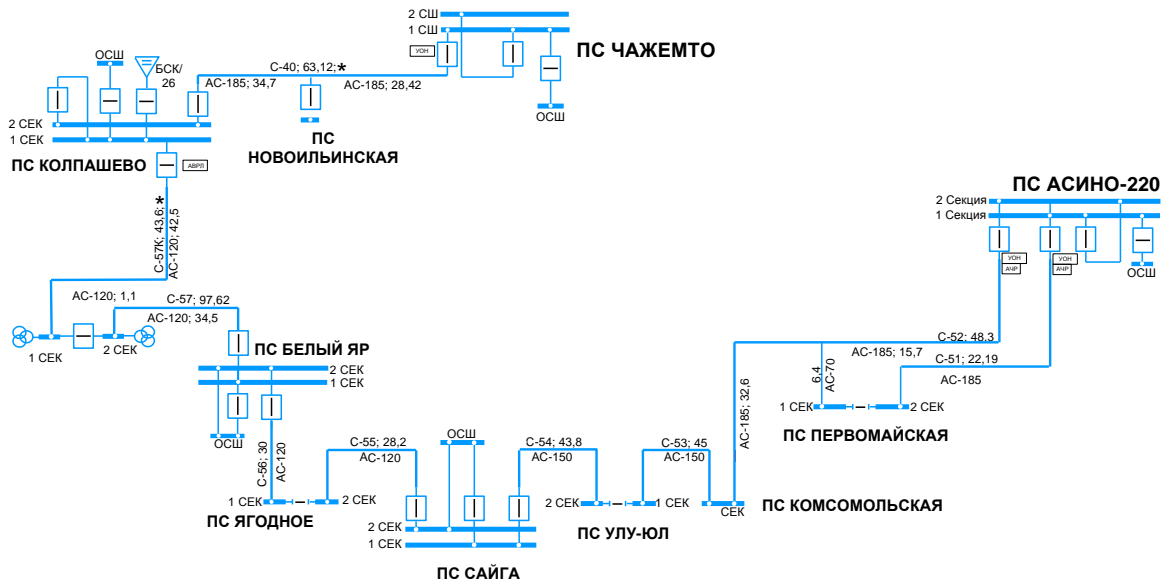


Рисунок 2.18 Схема транзита 110 кВ ПС Аино – ПС Колпашево

Применение существующей БСК-110 кВ мощностью 26 МВАр на ПС 110 кВ Колпашево возможно только в часы зимнего максимума нагрузки, при питании ПС Колпашево по ВЛ 110 кВ Типсино - Колпашево.

Поддержание нормальных уровней напряжения в сети 110 кВ транзита ПС 220 кВ Асино – ПС 110 кВ Колпашево в ремонтных и послеаварийных режимах, связанных с отключением ВЛ 110 кВ Чажемто – Колпашево (С-40).

## 11. ПС 220 кВ Асино

Отсутствие возможности регулирования напряжения в электрической сети 10 кВ в ремонтной или послеаварийной схемах, связанных с выводом в ремонт или аварийном отключении АТ-2.

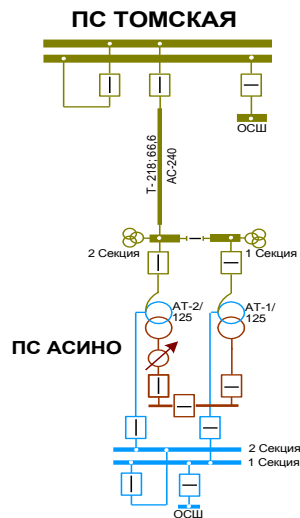


Рисунок 2.19 Принципиальная схема ПС 220 кВ Асино

Изм. № подл.	
Подпись и дата	
Взамен инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

497373-СХ.1

Лист

#### 4.9. Перечень рекомендуемых к вводу электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест»

Выбор перечня рекомендуемых к вводу электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше продиктован необходимостью решения следующих задач:

- электроснабжение новых потребителей жилищно-коммунального сектора и соцкультбыта г. Томска;
- ликвидация «узких мест» сетей 110 кВ и выше;
- увеличение сечения линий;
- строительство кабельных линий в центральной части города взамен физически изношенных ВЛ;
- реконструкция и техперевооружение подстанций, отработавших нормативный срок;
- повышение надежности электроснабжения потребителей.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше г. Томска на 01.01.2013 г. приведена на чертеже № 497373-СХ.1 лист 103, карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Томской области на 01.01.2013 г. приведена на чертеже № 497373-СХ.1 лист 102, принципиальная схема электрических соединений сетей 35 кВ и выше Томской области по состоянию на 01.01.2013 г. приведена на чертеже № 497373-СХ.1 лист 104.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше г. Томска на период 2014-2018 гг. приведена на чертеже № 497373-СХ.1 лист 106, карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Томской области на период 2014-2018 гг. приведена на чертеже № 497373-СХ.1 лист 105, принципиальная схема электрических соединений сетей 35 кВ и выше Томской области на период 2014-2018 гг. приведена на чертеже № 497373-СХ.1 лист 107.

Основные положения формирования перспективной схемы электрической сети базируются на основных направлениях, принятых в Стратегии развития сети ЕЭС России на 10 лет.

Схема электрической сети должна обеспечивать:

- надежное электроснабжение потребителей;
- повышение эффективности работы и развития энергосистемы;

Основные стратегические направления:

- реализация научно-технической политики и внедрение новых прогрессивных видов техники и технологий;
- формирование достаточно гибкой сети, обеспечивающей ее поэтапное развитие, учитывающее рост нагрузки, развитие электростанций, изменение величины и направления перетоков мощности;
- оптимальное потокораспределение между линиями различного класса напряжения;
- регулирование напряжения (реактивной мощности) в сетях в широких пределах.

Развитие, реконструкция, техническое перевооружение электрических сетей необходимо проводить с учетом выше изложенных требований, и базироваться они должны на применении новых электросетевых технологий и современного оборудования:

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

– более надежные и экономичные Т и АТ с АРПН, со сниженными показателями потерь холостого хода, элегазовые выключатели, разъединители с улучшенной кинематикой и электродвигательными приводами, средства связи, релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорной и цифровой техники, применение КРУЭ внутренней и наружной установки, АСУ ТП, позволяющее эксплуатировать ПС без постоянного обслуживающего персонала; применение полимерной изоляции на ВЛ;

– строительство в городе, в основном, закрытых подстанций, в застроенной части города внедрение кабельных линий, на магистральных и кольцевых линиях применение провода сечением не менее 240 мм<sup>2</sup>.

#### 4.9.1 Развитие электрических магистральных сетей 220 кВ и выше на период 2014-2018 гг.

В период 2014-2018 гг. на территории Томской области рекомендуется осуществить ввод и реконструкцию целого ряда объектов магистральных электрических сетей, что позволит ликвидировать «узкие места» в сети 220 кВ и выше Томской энергосистемы и в целом повысить надежность работы магистральных электрических сетей.

Перечень рекомендуемых к вводу и подлежащих реконструкции электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше энергосистемы Томской области приведен в таблице 4.9.1.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Лист

Таблица 4.9.1

Перечень рекомендуемых к вводу и подлежащих реконструкции электросетевых объектов 220 кВ и выше на территории Томской области на период 2014–2018 гг.

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Предлагаемые сроки сооружения объектов	Протяженность /мощность, км/МВА/ Мвар	Обоснование необходимости строительства
1.	Строительство ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская с выделением пускового комплекса – включение ВЛ на напряжение 220 кВ;  с ПС 500/220 кВ Советско – Соснинская	2016 г. с выделением пускового комплекса – включение ВЛ на напряжение 220 кВ в 2014 г.	35  501	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Фактический переток в указанном сечении достигает максимально допустимых значений (255 МВт).</li> <li>2. Вывод в ремонт ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская может потребовать оперативных мер по снижению перетока в сечении и ограничению потребителей (МДП в зимний период – 240 МВт).</li> <li>3. В аварийных ситуациях электроснабжение потребителей северной части Томской энергосистемы со стороны ПС 500 кВ Томская невозможно в полном объеме по условию допустимой токовой загрузки линий и подстанционного оборудования транзита 220 кВ Томск – Нижневартовск и обеспечения статической устойчивости нагрузок.</li> <li>4. Подключение новых потребителей в северной части Томской энергосистемы без сетевого строительства не возможно.</li> <li>5. Питание потребителей нефтегазодобывающего комплекса.</li> </ol>

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 4.9.1

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Предлагаемые сроки сооружения объектов	Протяженность /мощность, км/МВА/ Мвар	Обоснование необходимости строительства
2.	Строительство ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с выделением пусковых комплексов – включение ВЛ на напряжение 220 кВ  с ПС 500/220 кВ Парабель	2016 г. с выделением пускового комплекса – включение участка ВЛ Томская – Володино на напряжение 220 кВ в 2014 г.  2016 г. с выделением пускового комплекса – включение на напряжение 220 кВ ВЛ Володино – Парабель в 2015 г.	110 - 1 пк  501+167  260 - 2 пк	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Фактический переток в указанном сечении в полной схеме достигает зимой – 289 МВт, летом - 230 МВт.</li> <li>2. Вывод в ремонт одной цепи ВЛ 220 кВ Томская – Володино может потребовать оперативных мер по снижению перетока в сечении Томск – Левобережье и ограничению потребителей.</li> <li>3. Подключение новых и увеличение нагрузки существующих потребителей становится затруднительным, в связи с увеличением перетока в указанном сечении.</li> <li>4. Возможность питания нагрузок нефтегазодобывающего комплекса ПС 220 кВ Чапаевка, ПС 220 кВ Раскино, ПС 220 кВ Вертикос от ОЭС Сибири (перенос точки раздела транзита 220 кВ Томск – Нижневартовск на ПС 220 кВ Чапаевка), что позволит снизить потребление Томской энергосистемы от дефицитной Тюменской энергосистемы.</li> <li>5. Повышение надежности и устойчивости работы нагрузок нефтегазодобывающего комплекса.</li> </ol>
3.	Строительство ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская – Парабель	2018 г.	340	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Пропускная способность транзита 220 кВ исчерпана, что является причиной сдерживания развития существующих нефтегазовых месторождений, а также освоения новых.</li> <li>2. Параллельная работа южной и северной части Томской энергосистемы значительно повысит надежность электроснабжения ее потребителей, особенно в ремонтных и послеаварийных схемах.</li> <li>3. Строительство транзита 500 кВ Сибирь – Урал через Томскую область и строительство Северной АЭС позволят обеспечить</li> </ol>

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 4.9.1

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Предлагаемые сроки сооружения объектов	Протяженность /мощность, км/МВА/ Мвар	Обоснование необходимости строительства
				надежное электроснабжение нагрузок севера Томской области.
4.	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Советско – Соснинская с выделением пускового комплекса по установке АТ мощностью 125 МВА	2012-2018 гг. с заменой АТ мощностью 3х63 МВА на АТ мощностью 3х125 МВА в 2013-2014 гг.	125	1. Отключение одного из АТ приводит к перегрузу оставшихся в работе АТ более чем на 25%. 2. Отключение 1 СШ 220 или 110 кВ приводит к отключению двух АТ и перегрузу оставшегося в работе АТ более чем на 200%. 3. Отключение одного из трансформаторов 110 кВ приводит к перегрузу оставшегося в работе трансформатора более чем на 20%. 4. Вывод в ремонт одного из АТ или Т может потребовать оперативных мер по снижению перетока и ограничению потребителей. 5. Надежность электроснабжения нагрузок города Стрежевой и нефтегазодобывающего комплекса. 6. Моральный и физический износ оборудования подстанции.
5.	Строительство ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК – ЭС-2 СХК с АТ 220/110 кВ мощностью 240МВА на ЭС-1 СХК	2015 г.	2,7 240	1. Снижение величины «запертой» мощности ТЭЦ СХК. 2. Увеличение максимально-допустимого перетока в сечении СХК – Томская энергосистема, особенно актуальное при вводе новых генерирующих мощностей, а так же реконструкции ТЭЦ СХК. 3. Снижение дефицита электрической мощности Томской энергосистемы. 4. Надежное электроснабжение населения города Северск, а также объектов потребителя Росатом (ОАО «СХК»).
6.	Установка УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар на ПС 220 кВ Парабель	2015 г.	100	1. Существующие средства регулирования напряжения не обеспечивают плавного регулирования напряжения, так как величина необходимого управляющего воздействия зависит от уровня нагрузок энергосистемы в момент аварийной ситуации. 2. Установка УШР 220 кВ на ПС 220 кВ Парабель обеспечит плавное регулирование напряжения на транзите 220 кВ Томская –

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 4.9.1

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Предлагаемые сроки сооружения объектов	Протяженность /мощность, км/МВА/ Мвар	Обоснование необходимости строительства
				Парабель при любых схемно-режимных ситуациях. 3. Регулирование напряжения при вводе пусковых комплексов ВЛ 500 кВ Томская – Парабель.
7.	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Восточная	2018 г.	2x200 + 2x63 + 2x52	1. Надежность электроснабжения нагрузок города Томска и социально значимых нагрузок. 2. Моральный и физический износ оборудования подстанции.
8.	Установка ВДТ на АТ-1 ПС 220 кВ Асино	2014 г.		1. Отсутствие возможности регулирования напряжения в электрической сети 10 кВ в ремонтной или послеаварийной схемах, связанных с выводом в ремонт или аварийном отключении АТ-2. 2. Возможность электроснабжения потребителей, питающихся от шин 10 кВ ПС 220 кВ Асино через АТ-1.
9.	Строительство второй ВЛ 220 кВ Томская - Асино	2016 г.	67	1. Повышение надежности электроснабжения г. Асино и Асиновского района.
10.	Строительство двухцепной ВЛ 220кВ Парабель – Лугинецкая  Сооружение крыла 220кВ на ПС Лугинецкая	2014 г.	177,0  2x63	Отключение двигателей потребителей нефтегазодобывающего комплекса действием защит минимального напряжения (ЗМН) в режимах аварийного отключения или вывода в ремонт следующих элементов сети транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская: – любой из ВЛ 110 кВ транзита; – БСК-110 кВ и УШР-110 кВ на ПС 110 кВ Игольская или ПС 110 кВ Двуреченская; – останов агрегатов ГТЭС Игольская.

497373-СХ.1

Лист

#### 4.9.2 Развитие распределительных электрических сетей 110 кВ на период 2014-2018 гг.

В период до 2018 года в городе Томске намечается строительство следующих подстанций 110 кВ:

**ПС 110/35/10 кВ ОЭЗ** предназначается для электроснабжения особой технико – внедренческой зоны (ОАО «ОЭЗ» южная площадка), расположенной в районе микрорайона «Академический». Ввод подстанции намечается осуществить в 2013 году.

Подключение подстанции к сетям энергосистемы предполагается осуществить по тупиковой двухцепной ВЛ 110 кВ Зональная – ОЭЗ протяженностью 5,27 км проводом АС-240.

ОРУ 110 кВ подстанции ОЭЗ выполняется по схеме №110–9, ОРУ 35 кВ выполняется по схеме №35-9 (одна рабочая, секционированная выключателем, система шин). РУ 10 кВ - одна секционированная система шин.

На подстанции предполагается установить два трёхобмоточных трансформатора мощностью 63 МВА каждый.

**ПС 110/10 кВ ОЭЗ-2** предназначается для электроснабжения особой технико-внедренческой зоны (ОАО «ОЭЗ» северная площадка), расположенной в районе Кузовлевского тракта. Ввод подстанции намечается осуществить в 2013 году.

Подключение подстанции к сетям энергосистемы предполагается осуществить по тупиковой двухцепной ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ОЭЗ-2 протяжённостью 4,5 км проводом АС-120 с расширением ОРУ–110 кВ ПС 220 кВ ГПП-220 на две линейные ячейки.

ОРУ 110 кВ подстанции ОЭЗ-2 выполняется по схеме № 110–5Н, РУ 10 кВ - одна секционированная система шин.

На подстанции устанавливаются два двухобмоточных трансформатора мощностью 25 МВА каждый.

Реконструкция действующих подстанций решается в двух направлениях:

- первое – строительство новых подстанций закрытого типа в центральной части города вместо существующих ПС, отработавших срок;
- второе – частичная замена оборудования, установка выключателей вместо отделителей, замена выключателей снятых с производства, реконструкция релейной защиты и пр.

Реконструкции с заменой трансформаторов и коммутационного оборудования всех ступеней напряжения подлежат следующие подстанции, отработавшие срок:

**ПС 110/35/10 кВ Октябрьская** находится в эксплуатации 49 лет, трансформаторы подстанции загружены на 70,7% в нормальном режиме, в аварийном (ремонтном) режиме на 141,4%. Так как подстанция располагается в развивающемся районе города, предлагается при реконструкции ПС установить трансформаторы большей мощности – два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый. Питание подстанции сохраняется по существующей тупиковой двухцепной ВЛ 110 кВ ПС 220/110 кВ Зональная – ПС 110 кВ Октябрьская.

ОРУ 110 кВ подстанции рекомендуется реконструировать в схему №110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий). ОРУ 35 кВ выполняется по схеме №35-9 (одна рабочая, секционированная выключателем).

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

чателем, система шин) на 4 линейные ячейки используемые для подключения действующих ВЛ 35 кВ. РУ 10 кВ одна секционированная система шин.

**ПС 110/35/10 кВ Левобережная** расположена в п. Тимирязево, находится в эксплуатации 48 лет. Посёлок Тимирязево в настоящее время включен в границы г. Томска. В Тимирязево начинается многоэтажная застройка территории.

В настоящее время загрузка трансформаторов (2x25МВА) в нормальном режиме составляет 40%, в послеаварийном 80%. Так как подстанция располагается на развивающейся территории города, при реконструкции рекомендуется рассмотреть возможность установки трансформаторов мощностью 63 МВА каждый. Схемы распределительных устройств 110-35-10 кВ не изменяются.

**ПС 110/10 кВ Итатка** эксплуатируется 46 лет, трансформаторы 48 лет. В связи с тем, что подстанция отработала нормативный срок и строительством в п. Итатка ЛПК, рекомендуется выполнить реконструкцию подстанции. На подстанции установить два трансформатора мощностью 10МВА каждый. К сетям энергосистемы подстанция подключается заходом ВЛ 110 кВ ПС Малиновка – ПС Асино.

ОРУ 110 кВ реконструировать в схему №110-5АН (мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий)

**ПС 110/35/10 кВ Кожевниково** находится в эксплуатации 46 лет, На подстанции установлены выключатели 110-35 кВ снятые с производства. Рекомендуется выполнить реконструкцию подстанции с полной заменой оборудования. Схемы распределительных устройств подстанции на напряжении 110-35-10 кВ не изменяются.

**ПС 110/35/10 кВ Мельниково** находится в эксплуатации 46 лет. На подстанции установлено шесть выключателей 110 кВ (ВМТ) снятых с производства. Трансформаторы, установленные на подстанции отработали нормативный срок (39-40 лет). Рекомендуется реконструкция подстанции с заменой силового и коммутационного оборудования. На подстанции рекомендуется иметь два трансформатора мощностью 16 МВА каждый.

ОРУ 110 кВ подстанции рекомендуется реконструировать в схему – секционированная система шин с установкой элегазовых выключателей. ОРУ 35 – по схеме 35-9 (одна секционированная система шин), РУ-10 кВ одна секционированная система шин.

**ПС 110/35/10 кВ Малиновка** находится в эксплуатации 46 год. Трансформаторы установленные на подстанции отработали нормативный срок (50-51 год). Рекомендуется реконструкция подстанции с заменой силового и коммутационного оборудования. На подстанции рекомендуется установить два трансформатора мощность 16 МВА каждый.

ОРУ 110 кВ подстанции рекомендуется реконструировать в схему - одна секционированная система шин с элегазовыми выключателями, ОРУ 35 кВ по схеме 35-9, РУ 10 кВ одна секционированная система шин.

**ПС 110/10 кВ Каштак** находится в эксплуатации 47 лет (трансформаторы 36, 55 лет), предназначена для электроснабжения потребителей микрорайона «Каштак». На подстанции установлены два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40МВА и 40,5МВА. Подстанция выполнена без сооружения ОРУ 35 кВ. Необходима реконструкция подстанции с заменой силового и коммутационного оборудования. К сети энергосистемы ПС подключается отпайкой от двухцепной ВЛ 110 кВ ПС Восточная – ПС Каштак – ПС Западная – ПС ДОК.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

На подстанции предлагается установить два трансформатора мощностью 63МВА каждый с учётом предполагаемого развития города в северном направлении (в направлении г. Северск).

ОРУ 110 кВ выполнить по схеме № 110-5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов к сетям энергосистемы подключается врезкой в одну цепь ВЛ 110 кВ ПС Восточная – ПС Каштак – ПС Западная. РУ 10 кВ – две секционированные системы шин.

**ПС 110/35/10 кВ Западная** находится в эксплуатации 47 лет (трансформаторы 36, 49 лет), предназначена для электроснабжения потребителей северо-западной части города (район Каштак, новое строительства в районе ул. Б.Подгорная, ул. Кольцевой проезд).

На подстанции рекомендуется реконструкция с заменой силового, коммутационного оборудования и изменения схемы подключения ПС к сетям энергосистемы.

На подстанции рекомендуется установка двух трансформаторов мощностью 63МВА каждый.

ОРУ 110 кВ ПС Западная предлагается выполнить по схеме одна секционированная система шин на четыре линейных ячейки с установкой элегазовых выключателей. Четыре ячейки предназначены для захода на подстанцию действующей ВЛ 110 кВ ПС Восточная -ПС Каштак - ПС Западная - ПС ДОК.

**ПС 110/10 кВ Володино (с)** находится в эксплуатации 49 лет (трансформатор 50 лет), предназначена для электроснабжения посёлков (Володино, Н.Николаевка, Петровка, Егорово, Чагино и др.) и сельскохозяйственных потребителей. Рекомендуется реконструкция с заменой отслужившего нормативный срок трансформатора и установкой второго.

ОРУ 110 кВ рекомендуется выполнить по схеме № 110-5АН (мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов).

**ПС 110/10 кВ Вороново** находится в эксплуатации 48 лет (трансформаторы 49, 42 года), предназначена для электроснабжения посёлков (Вороново, Малиновка, Еловка, Екимово и др.) и сельскохозяйственных потребителей. Рекомендуется реконструкция подстанции с заменой силового и коммутационного оборудования.

**ПС 110/10 кВ Молчаново (с)** находится в эксплуатации 46 лет (трансформатор 46лет), предназначена для электроснабжения посёлка и сельскохозяйственных потребителей. Рекомендуется реконструкция подстанции с заменой отслужившего нормативный срок трансформатора и установкой второго.

ОРУ 110 кВ рекомендуется выполнить по схеме № 110-5АН (мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов).

**ПС 110/10 кВ Чилино** - находится в эксплуатации 47 лет (трансформаторы по 37 лет), предназначена для электроснабжения посёлков (Чилино, Базой, Батурино) и сельскохозяйственных потребителей. На подстанции установлены т рансформаторы мощностью 10МВА каждый. Загрузка трансформаторов в нормальном режиме работы 2,23%, в аварийном 4,47%. Рекомендуется замена установленных трансформаторов (2x10) на трансформаторы меньшей мощности (уточняется проектом).

**ПС 110/35/10 кВ Песочно-Дубровка** находится в эксплуатации 41 год (трансформаторы 44 и 45 лет), предназначена для электроснабжения сельскохозяй-

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №	497373-СХ.1						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	

ственных потребителей. На подстанции установлены трансформаторы мощностью 16МВА каждый, трансформаторы в нормальном режиме загружены на 7,81%. Большого роста нагрузок на подстанции в рассматриваемый период не ожидается, рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности (уточняется проектом).

ОРУ 110 кВ выполняется по схеме №110-5АН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов). Схемы ОРУ 35 и РУ 10 кВ не изменяются.

**ПС 110/35/10 кВ Бройлерная** находится в эксплуатации 38 лет (трансформаторы 38 и 38 лет), предназначена для электроснабжения сельскохозяйственных комплексов и потребителей сельского хозяйства, расположенных в пригородном районе г. Томска. Рекомендуется реконструкция с заменой силового и коммутационного оборудования.

ОРУ 110 кВ выполнить по схеме одна секционированная система шин на четыре линейные ячейки с установкой элегазовых выключателей

На подстанции, учитывая её местоположение в пригороде города Томска и категорийность потребителей, рекомендуется установка двух трансформаторов мощностью 40МВА каждый. Загрузка рекомендуемых к установке трансформаторов в нормальном режиме составит 25,5%, в послеаварийном (ремонтном) – 50,95%.

ОРУ 35 кВ – по схеме 35-9 одна секционированная система шин, РУ 10 – одна секционированная система шин.

Нормативного срока эксплуатации в этот период достигают трансформаторы, установленные на следующих подстанциях 110 кВ: Бакчар (42 и 51 год), Плотниково (44 года), Поротниково (40 лет). На подстанции Плотниково установлены трансформаторы мощностью 6,3МВА и 2,5МВА на ПС Поротниково установлены трансформаторы мощностью 10МВА. Установленные трансформаторы загружены на весь рассматриваемый период меньше 10%, рекомендуется замена на трансформаторы меньшей мощности.

На ПС 110 кВ Солнечная необходимо заменить выключатели 110 кВ (ВМТ), снятые с производства. На ПС 110 кВ Коммунальная установлены два трансформатора мощностью 40 и 40,5МВА, которые находятся в эксплуатации 50 лет и подлежат замене.

В соответствии с нормами технологического проектирования подстанций (СТО 56947007-29.240.10.028-2009) отделители, установленные на подстанциях, должны быть заменены на выключатели:

ПС 110 кВ – Бакчар, Гусево, Вороново, Высокий Яр, Кандинка, Каргала, Кривошеино, Молчановская НПС, Плотниково, Поротниково, Семилужки, Тунгусово, Чилино.

На ПС 110/35/10 кВ Турунтаево и ПС 110/35/10 кВ Тунгусово установлены трансформаторы, находящиеся в эксплуатации 53 и 50 лет соответственно, подлежат замене.

На расчётный период по номинальной мощности загружена ВЛ 110 кВ ПС Восточная – ПС Каштак – ПС Западная, необходимо предусмотреть усиление сети.

**ПС 110/35/10 кВ Зырянская** находится в эксплуатации 45 лет (трансформаторы 46 и 42 года), на подстанции на стороне 110 кВ в цепях трансформаторов установлены отделители, рекомендуется выполнить реконструкцию подстанции с заменой силового и коммутационного оборудования.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

ОРУ 110 кВ подстанции выполнить по схеме № 110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий). ОРУ 35 кВ выполнить по схеме 35-9 (одна секционированная система шин). РУ 10 кВ одна секционированная система шин.

**ПС 110/35/10 кВ Комсомольская** находится в эксплуатации 46 лет, на подстанции установлен один трансформатор, находящийся в эксплуатации 48 лет. Подстанция подлежит реконструкции.

В соответствии с намечаемым развитием на подстанции рекомендуется установить два трансформатора мощностью 6,3МВА каждый.

ОРУ 110 кВ подстанции выполнить по схеме № 110-5Н. ОРУ 35 кВ выполнить по схеме 35-9 (одна секционированная система шин). РУ 10 кВ одна секционированная система шин.

**ПС 110/35/10 кВ Первомайская** находится в эксплуатации 37 лет, на подстанции на напряжении 110 кВ установлены отделители, на напряжении 35 кВ установлены выключатели, которые сняты с производства. Трансформаторы также выработали свой ресурс. Рекомендуется выполнить реконструкцию подстанции с заменой устаревшего оборудования.

ОРУ 110 кВ подстанции выполнить по схеме № 110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий). ОРУ 35 кВ выполнить по схеме 35-9 (одна секционированная система шин). РУ 10 кВ одна секционированная система шин.

**ПС 110/10 кВ Сайга** находится в эксплуатации 35 лет (трансформаторы 44 и 35 лет). ПС предназначена для электроснабжения потребителей посёлка, лесопромышленного хозяйства, железной дороги. На подстанции установлены два трансформатора мощностью 2,5МВА каждый, один без РПН, в цепях трансформаторов установлены отделители. Рекомендуется реконструкция подстанции с заменой силового, коммутационного оборудования и изменением схемы ОРУ 110 кВ. На подстанции установить два трансформатора мощностью 2,5МВА каждый.

ОРУ 110 кВ выполнить по схеме № 110-5АН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов). РУ 10 кВ – одна секционированная система шин

**ПС 110/35/10 кВ Асино** находится в эксплуатации 51 год (трансформаторы 38 и 37 лет). ПС предназначена для электроснабжения потребителей г. Асино, близлежащих деревень и сельского хозяйства. Рекомендуется реконструкция подстанции с заменой силового и коммутационного оборудования. На подстанции установить два трансформатора мощностью 40МВА каждый.

ОРУ 110 кВ выполняется по схеме одна секционированная система шин с установкой элегазовых выключателей. ОРУ 35 кВ и РУ 10 кВ подстанции выполнено по схеме - одна секционированная система шин.

**ПС 110/10 кВ Белый Яр** находится в эксплуатации 38 лет (трансформаторы 39 и 33 года). ПС предназначена для электроснабжения потребителей посёлков, лесного хозяйства.

На подстанции установлены два трансформатора мощностью 10МВА каждый, один без РПН. В цепях трансформаторов установлены отделители. Рекомендуется реконструкция подстанции с заменой силового и коммутационного оборудования. На подстанции заменить один трансформатор мощностью 10МВА на трансформатор такой же мощности.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

ОРУ 110 кВ выполнить по схеме – одна секционированная система шин с элегазовыми выключателями. РУ 10 кВ – одна секционированная система шин.

**ПС 110/10 кВ Чердаты** находится в эксплуатации 38 лет (трансформаторы 39 и 32 года). ПС предназначена для электроснабжения потребителей посёлков (Чердаты, Кучуково, Чёрный Яр, Иловка, Прущинское) и сельского хозяйства. На подстанции установлено четыре трансформатора: два трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3МВА каждый и два трансформатора 10/35 кВ мощностью 1,8МВА каждый. ОРУ 110 кВ выполнено по схеме №110-13 (две рабочие и обходная системы шин). Рекомендуется реконструкция подстанции с заменой силового, коммутационного оборудования и изменением схемы ОРУ 110 кВ. На подстанции устанавливаются два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 6,3МВА каждый, трансформаторы 10/35 кВ подлежат демонтажу.

ОРУ 110 кВ выполнить по схеме – одна секционированная система шин с элегазовыми выключателями. ОРУ 35 кВ оставить по схеме мостика, так как новых потребителей в рассматриваемый период не появляется. РУ 10 кВ – одна секционированная система шин.

**ПС 110/10 кВ Ягодное** находится в эксплуатации 36 лет (трансформатор 36 лет). ПС предназначена для электроснабжения потребителей посёлка. На подстанции установлен один трансформатор мощностью 6,3МВА, загружен на 5%. Рекомендуется установить на подстанции два трансформатора мощностью 2,5МВА каждый (уточнить проектом).

**ПС 110/10 кВ Ново-Николаевская** находится в эксплуатации 36 лет (трансформаторы по 36 лет). ПС предназначена для электроснабжения потребителей посёлков (Н.Николаевка, Минаевка, Митрофановка, Караколь и др.) и сельского хозяйства. На подстанции установлены два трансформатора мощностью 6,3МВА каждый, загружены в нормальном режиме на 6%, в аварийном 12%. ОРУ 110 кВ выполнено по схеме №110-13 (две рабочие и обходная системы шин).

Рекомендуется установить на подстанции два трансформатора мощностью 2,5МВА каждый (уточнить проектом).

Подключение подстанции к сетям энергосистемы сохранить по существующей схеме.

ОРУ 110 кВ выполнить по схеме – одна секционированная система шин с элегазовыми выключателями. ОРУ 35 кВ по схеме №35-9 одна секционированная система шин. РУ 10 кВ – одна секционированная система шин.

**ПС 110/10 кВ Тегульдет** находится в эксплуатации 36 лет (трансформаторы 35 и 33 года). ПС предназначена для электроснабжения потребителей посёлков (Тегульдет, Байгалы, Покровский Яр и др.) и сельского хозяйства. На подстанции установлены два трансформатора мощностью 10 МВА каждый, загружены в нормальном режиме на 6%, в аварийном 12%.

Рекомендуется осуществить на подстанции замену трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности (уточнить проектом).

В период 2014-2018 гг. необходимо выполнить техпереворужение следующих подстанций:

- замена отделителей 110 кВ на выключатели на подстанциях Белый Яр, Н. Николаевка, Тегульдет, Чердаты, Ягодное;
- замена выключателей, снятых с производства, на подстанциях Белый Яр, Батурино, Н. Николаевка;

Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист





троэнергии, замене фарфоровой изоляции на подстанциях, модернизации средств связи и телемеханики и на некоторых ПС модернизации релейной защиты.

На подстанциях 110 кВ Александровская, Ломовая, Первомайская, Типсино осуществить замену выключателей.

**4.10. Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, а также 110 кВ и ниже по годам на период 2014–2018 гг.**

Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, принадлежащих филиалу ОАО «ФСК ЕЭС» Томское ПМЭС, приведены в приложении 2 таблица П.2.11.

Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 35-110 кВ принадлежащих ОАО «Томская распределительная компания» приведены в приложении 2 таблица П.2.12.

Сводные данные по развитию электрических сетей 10–0,4кВ, принадлежащих ООО «Горсети» г. Томск, приведены в приложении 2, таблица П.2.13.

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №							497373-СХ.1	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		

#### 4.11 Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на период 2014-2018 гг.

Из существующих источников теплоснабжения на территории Томской области основную часть составили источники, работающие на твердом топливе и природном газе. Источники, работающие на жидком топливе - 5,5%.

Общая потребность Томской области в топливных ресурсах на отопительный период 2014-2018 годы с учетом топлива, потребляемого населением приведена в таблице 4.11.1.

Таблица 4.11.1

##### Общая потребность в топливе

Виды топлива	2010 г. факт	2011 г. факт	2018 г. прогноз
<b>Расход топлива на энергоисточниках:</b>	<b>3831044</b>	<b>3633238</b>	<b>3820029</b>
<b>природный газ</b>	<b>2062773</b>	<b>1878367</b>	<b>2193343</b>
<b>уголь:</b>	<b>1512009</b>	<b>1498339</b>	<b>1382300</b>
<b>мазут</b>	<b>89205</b>	<b>89175</b>	<b>80082</b>
<b>нефть, конденсат, дизтопливо</b>	<b>122512</b>	<b>122512</b>	<b>117304</b>
<b>дрова и прочие</b>	<b>44545</b>	<b>44845</b>	<b>47000</b>
Томский филиал ОАО "ТГК-11":	<b>1380375</b>	<b>1193264</b>	<b>1334311</b>
Томская ГРЭС-2:	<b>788660</b>	<b>628403</b>	<b>758576</b>
газ, включая мазут	506867	338280	465891
уголь	281793	290123	292685
Томская ТЭЦ-3:	<b>475199</b>	<b>454911</b>	<b>435320</b>
газ, включая мазут	475199	454911	435320
ПРК:	<b>116516</b>	<b>109950</b>	<b>140415</b>
газ	116441	109905	140302
мазут	75	45	113
ОАО «СХК»:	<b>1432195</b>	<b>1416195</b>	<b>1337355</b>
ТЭЦ	<b>1170431</b>	<b>1150431</b>	<b>1031388</b>
<b>уголь</b>	1115421	1095421	982913
мазут	55010	55010	48475
газ	261764	265764	305967
Каргасокская и Мыльджинская ГДЭС	19564	19564	19564
ГТУ ТЭЦ в Томске	0	0	91437,5
ГТУ ТЭЦ в Томском районе	21860,55	21860,55	21860,55
ГТУ ТЭЦ в районах	0	0	0
ГТУ "ЮКОС"	175341,6	179346,6	204565,2
Котельные различных ведомств:	<b>801708</b>	<b>802908</b>	<b>810937</b>
<b>газ</b>	505300	508300	528000
уголь	114795	112795	106702
мазут	34120	34120	31494
нефть, конденсат, дизтопливо	102948	102948	97740
дрова и прочие	44545	44845	47000

Изм. № подл.  
Подпись и дата  
Взамен инв. №

#### 4.12 Разработка предложений по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Томской области.

В настоящее время отсутствуют разработанные схемы теплоснабжения для городов Томской области (кроме г. Стрежевой).

Исходя из чего, предложения по модернизация систем централизованного теплоснабжения представлены на основании разработанных программ энергетических компаний.

Модернизация систем централизованного теплоснабжения, а также их реконструкция направлена на дальнейшее её развитие с целью подключения новых потребителей, а также для повышения надежности и эффективности. С целью подключения новых потребителей в Томске предусматриваются следующие особо значимые мероприятия:

- разработка проекта и реализация реконструкции тепловыводов ПРК, для чего в 2013 предусмотрена разработка ТЭО реконструкции и обследование схемы сетевой воды ПРК.

- разработка и реализация проекта реконструкции ТРУ «Томской ГРЭС 2».

Кроме того, разработаны и внедряются программы:

- по повышению надежности трубопроводов тепловых сетей (реконструкция тепловых сетей со сроком эксплуатации более 25 лет). Это мероприятия по восстановление тепловых магистралей №№ 1, 2, 2а, 2г, 3, 4, 5, 6, 6г, 7, 7а, 7б, 8, 8а, 8б, 8в, 9, 11, 11Л, 12а, ТИСИ.

- по снижению тепловых потерь (реконструкция тепловой изоляции тепломагистралей находящихся в эксплуатации более 20 лет). Это мероприятия по замене тепловой изоляции, имеющей необратимый износ, на современные материалы. Замена позволит существенно снизить тепловые потери и обеспечить качественную подачу теплоносителя потребителям;

- по реконструкции участков сетей с повышенной повреждаемостью. Программа предусматривает выполнение мероприятий по замене участков трубопроводов с повышенной повреждаемостью до наступления критической ситуации.

Капитальные вложения по мероприятиям реконструкции представлены в приложении 1, таблица П.1.1.

В г. Северске для подключения новых потребителей необходимо разработать и реализовать проект по увеличению головного участка тепломагистрали от ТЭЦ «СХК».

Для более полного анализа системы теплоснабжения городов Томск и Северск необходимо разработать Схемы теплоснабжения.

Для г. Стрежевой предложения по модернизации представлены в приложении 1, таблица П.1.2.

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1			

#### 4.13 Разработка предложений по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих электростанций.

Основным моментом внедрения парогазового цикла является проект строительства ГТУ-16 МВт с водогрейным котлом на Томской ПРК.

Данный инвестиционный проект включен в перечень генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности, утвержденный распоряжением Правительства РФ от 11 августа 2010 г. №1334-р.

Строительство объекта начато в 2010 году. ГТУ-16 ПРК введена в эксплуатацию в 2012 году.

Реализация этого проекта на территории Томской области явилось социально-значимым проектом, так как развитие энергетических мощностей определяет развитие промышленности, создает предпосылки для строительства жилищного сектора, развития инфраструктуры в целом на территории г. Томска и Томской области.

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1			

## Выводы

Энергосистема Томской области включает в себя южный и северный энергетический районы. В южном энергетическом районе, сосредоточена основная генерация и сконцентрирована большая часть нагрузки Томской энергосистемы. Питание южного энергетического района осуществляется от ОЭС Сибири по двум ВЛ 500 кВ, двум ВЛ 220 кВ и одной ВЛ 110 кВ (сечение Красноярск – Кузбасс – Томск). Северный энергетический район испытывает дефицит генерирующих мощностей и получает электрическую энергию, для покрытия нагрузки потребителей, по транзиту 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Парабель от ОЭС Урала.

Основные электросетевые объекты Томской энергосистемы принадлежат филиалу ОАО «ФСК ЕЭС» Томское ПМЭС и ОАО «ТРК».

Основной источник энергоснабжения – Томская ГРЭС-2 – электрической установленной мощностью 331 МВт. Объектами крупной генерации также являются Томская ТЭЦ-3 – установленной мощностью 140 МВт и ТЭЦ СХК – установленной мощностью 549 МВт. Остальные энергетические мощности энергосистемы Томской области представлены объектами малой генерации – ГТЭС, ГТУ.

Потребители южного энергетического района энергосистемы Томской области представлены нагрузкой промышленного, сельскохозяйственного, коммунального, транспортного, строительного секторов и др. Потребители северного энергетического района представлены в основном нагрузкой нефтегазового комплекса и коммунального сектора.

### *Электросетевой комплекс*

1. Балансы мощности и электроэнергии на период 2014-2018 гг. сформированы в соответствии с намеченной нагрузкой потребителей и прогнозируемым сбалансированным составом вводов генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Томской области на рассматриваемый период.

Ежегодный прогнозируемый рост потребления в период с 2014 по 2018 гг. составляет в среднем 1%.

Доля собственной генерации в энергосистеме Томской области на 01.01.2014 года с учетом ввода в 2012 году ГТУ-16 ПРК установленной мощностью 14,7 МВт (Томского филиала ОАО «ТГК-11»), а также ввода четырех агрегатов 4x6 МВт в 2013 году Двуреченской ГТЭС и вывода с 01.01.2013 года на ТЭЦ СХК ТГ-3,4,5 суммарной установленной мощностью 150 МВт составит 1119,9 МВт.

Величина установленной мощности электростанций Томской энергосистемы к 2018 году с учетом возможного вывода из эксплуатации агрегатов электростанций Томской ГРЭС-2 Томского филиала ОАО «ТГК-11» ТГ-3, ТГ-5 суммарной установленной мощностью 86 МВт, турбоагрегатов ТЭЦ СХК суммарной мощностью 549 МВт по заключению Минэнерго, а также Мыльджинской ГДЭС суммарной мощностью 7,5 МВт, составит 477,4 МВт. Дефицит мощности составит 1022,6 МВт.

Снижение генерирующей мощности повлечет за собой увеличение перетоков по межсистемным связям, а также снижению напряжения в южном энергетическом районе Томской энергосистемы в послеаварийных режимах, что в свою очередь потребует значительного ограничения нагрузок в энергосистеме Томской области.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
------	---------	------	-------	---------	------	-------------	------

Вывод из работы агрегатов, не прошедших КОМ, значительным образом снижает энергетическую безопасность региона.

(на конец года)

Год	2013 (прогноз)	2014 (прогноз)	2015 (прогноз)	2016 (про- гноз)	2017 (прогноз)	2018 (прогноз)
Электропотребле- ние, млн. кВтч	9266	9344	9421	9531	9609	9688
Максимум потребле- ния, МВт в т.ч.:	1436	1446	1465	1475	1490	1500
южный энергорайон	1206	1216	1225	1245	1260	1270
Располагаемая мощ- ность электростан- ций, МВт	1102,9	1102,9/ 1069,4	1102,9/ 477,4	1102,9/ 477,4	1102,9/ 477,4	1102,9/ 477,4
Максимально- допустимый переток в послеаварийной схеме в сечении Красноярск – Куз- басс – Томск, МВт	650	650	650	650	650	650
Расчетный сальдо- переток, МВт	87,1	113,1/ 163,6	122,1/ 747,6	142,1/ 767,6	157,1/ 782,6	167,1/ 792,6
Дефицит мощности по энергосистеме, МВт	333,1	343,1/ 376,6	352,1/ 987,6	362,1/ 997,6	377,1/ 1012,6	387,1/ 1022,6

без учета/с учетом возможного вывода из эксплуатации оборудования:

- на ТЭЦ СХК ТГ-1, ТГ-2, ТГ-6, ТГ-7 с 01.01.2015 г. (заключение Минэнерго России от 05.09.2012 № МК-8119/10), а также ТГ-9, ТГ-10, ТГ-11, ТГ-12, ТГ-14, ТГ-15 с 01.04.2015 г. (заключение Минэнерго России от 26.12.2012 № МК-12048/10);
- учтен вывод из эксплуатации с 01.01.2013 г. ТГ-3, ТГ-4, ТГ-5 ТЭЦ СХК (заключение Минэнерго России от 05.09.2012 № МК-8119/10), а также ввод в эксплуатацию с 01.08.2013г. ГТЭС Дзуреченская установленной мощностью 24 МВт.
- на Томской ГРЭС-2 учтен вывод из эксплуатации ТГ-3 с 08.06.2014 г. (заключение Минэнерго России от 29.05.2012 № АШ-4767/10);
- на Томской ГРЭС-2 учтен вывод из эксплуатации ТГ-5 с 01.01.2015 г. (заключение Минэнерго России от 05.09.2012 № МК-8131/10);
- на Мыльджинской ГДЭС 7,5 МВт с 01.01.2014 года (заявка собственника).

**Для обеспечения энергетической безопасности Томской области необходимо осуществить мероприятия по вводу замещающих генерирующих мощностей, либо реконструкцию агрегатов, не прошедших КОМ (с заменой базовых узлов).**

2. Предложения по развитию электрических сетей, приведенные в настоящей «Схеме и программе развития электроэнергетики Томской области на период 2014 – 2018 гг.» касаются устранения «узких мест» энергосистемы, приведенных в пункте 4.8.

2.1. Основные мероприятия по развитию магистральных электрических сетей, необходимые для ликвидации «узких мест» энергосистемы Томской области приведены в следующей таблице:

Взамен инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.							Лист
			497373-СХ.1						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	

*Магистральные электрические сети. Новое строительство*

<i>№ п.п.</i>	<i>Наименование объекта</i>	<i>Сроки сооружения **</i>	<i>Ввод, км, МВА, МВар</i>
1	Строительство ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская с  ПС 500/220 кВ Советско-Соснинская*	2016 г. с выделением пускового комплекса – включение ВЛ на напряжение 220 кВ в 2014 г.	35 км  501+167 МВА
2	Строительство ВЛ 500 кВ Томская – Парабель*	2016 г. с выделением пускового комплекса – включение участка ВЛ Томская – Володино на напряжение 220 кВ в 2014 г.	110 км – 1 ПК
3	Строительство ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с  ПС 500 кВ Парабель*	2016 г. с выделением пускового комплекса – включение на напряжение 220 кВ ВЛ Володино – Парабель в 2015 г.	260 км – 2ПК;  501+167 МВА 360 МВар
4	Строительство ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская – Парабель*	2016 г.	340 км
5	Строительство ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК – ЭС-2 СХК с установкой АТ 220/110 кВ мощностью 240 МВА на ПС 110 кВ ЭС-1 СХК.	2015 г.	2,7 км  240 МВА
6	Строительство ВЛ 220 кВ Парабель – Лугинецкая с надстройкой ОРУ 220 кВ на ПС Лугинецкая.	2014 г.	177 км 2х63 МВА
7	Строительство ВЛ 220 кВ Томская – Асино*	2016 г.	67 км
8	Установка УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар на ПС 220 кВ Парабель	2015 г.	100 МВар

*Магистральные электрические сети. Реконструкция и техперевооружение*

<i>№ п.п.</i>	<i>Наименование объекта</i>	<i>Сроки реконструкции ***</i>	<i>Ввод, км, МВА, МВар</i>
1	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Советско-Соснинская*	2012-2018 гг.	5х63 МВА
2	ПС 220 кВ Советско – Соснинская (замена существующих АТ 3х63 МВА на АТ мощностью 3х125 МВА)*	2011-2014 гг.	3х125 МВА
3	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Восточная*	2008-2017 г.	2х200 МВА + 2х63 МВА + 2х52 Мвар

*Примечания:*

\* - мероприятия, определены в соответствии с Соглашением о сотрудничестве по вопросам развития Единой национальной электрической сети между ОАО «ФСК ЕЭС» и Администрацией Томской области.

\*\* - сроки соответствуют Схеме и программе развития ЕЭС 2012-2018 гг.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

\*\*\* - сроки соответствуют инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2013-2017 гг.

*Анализ утвержденной инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2013-2017 гг. показал ее несоответствие по срокам и мероприятиям с Соглашением о сотрудничестве по вопросам развития Единой национальной электрической сети между ОАО «ФСК ЕЭС» и Администрацией Томской области.*

*Перенос сроков электросетевого строительства магистральных электрических сетей, приведет к ухудшению режимной обстановки в энергосистеме, и особенно в «узких местах», а также в целом к снижению надежности электроснабжения потребителей Томской области.*

2.2. Весь объем реконструкции распределительных сетей энергосистемы Томской области продиктован необходимостью замены электросетевого оборудования, полностью отработавшего свой ресурс и оборудования, срок службы которого подходит к предельному. В энергосистеме Томской области доля таких объектов составляет более 70%.

До 2018 года большой объем сетевого строительства связан с реконструкцией и техпереворужением электросетевых объектов, отработавших нормативный срок.

Реконструкция (техпереворужение), выполняемая в настоящее время в распределительных сетях, в основном заключается в обновлении системы учёта электроэнергии, замене фарфоровой изоляции на подстанциях, модернизации средств связи и телемеханики и модернизация релейной защиты на некоторых ПС.

В объемах реконструкции, приведенных в инвестиционных программах сетевых компаний, практически не учитывается замена силового и коммутационного оборудования.

*Настоящей «Схемой и программой развития электроэнергетики Томской области на период 2014 – 2018 гг.» рекомендовано выполнить: реконструкцию 15 подстанций 110 кВ до 2015 года и реконструкцию 14 подстанций 110 кВ до 2018 года, а также даны рекомендации по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше (глава 4.7) и по техпереворужению энергетических объектов распределительной сети 110 кВ (пункт 4.9.2).*

### *Теплосетевой комплекс*

3. Основными источниками централизованного теплоснабжения на территории Томской области являются:

г. *Томск:* Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-3 и пиковая резервная котельная (ПРК) суммарной мощностью 2491 Гкал/ч;

г. *Северск:* ТЭЦ СХК – 780 Гкал/ч;

г. *Стрежевой:* котельные №№ 3, 4 – 270 Гкал/ч.

Кроме того, в теплоснабжении муниципальных образований Томской области участвуют более 500 источников суммарной мощностью 3993 Гкал/ч. Основную часть составляют источники, мощность которых не превышает 3 Гкал/ч.

Анализ сводных показателей потребления тепловой энергии на перспективу с учетом планов развития города показывает, что по сравнению с 2012 годом теплотребление к 2017 году вырастет на 11-12 % и составит 8258 тыс. Гкал.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подпись	Дата		

Особенностью системы централизованного теплоснабжения г. Томска, созданной на базе крупных теплоисточников, является то, что технологическая основа системы теплоснабжения не позволяет разделить ее на самостоятельные, действующие изолированно друг от друга системы.

Ряд периферийных районов г. Томска являются дефицитными. Присоединение этих районов к централизованной системе теплоснабжения весьма проблематично из-за сложных гидравлических режимов в магистралях, прокладываемых в условиях значительных перепадов отметок территории города и высоких уровней грунтовых вод.

Учитывая реалии развития города, целесообразно строительство автономных источников теплоснабжения. Окончательное место размещения и мощность теплоисточников может определиться только после разработки Схемы теплоснабжения г. Томска, а также смогут комплексно решиться вопросы, связанные с реконструкцией и строительством новых сетей.

В представленной программе, в связи с отсутствием Схемы, предусмотрены предложения энергетических компаний по модернизации системы централизованного теплоснабжения, касающиеся, в основном, реконструкции и восстановления тепловых магистралей для обеспечения надежности теплоснабжения городов области.

В постановлении Государственной Думы Томской области от 28.02.2008 г. № 1008 «Об энергетической стратегии Томской области на период до 2020 г.» (далее – Стратегия) указано: «Анализ энергетической безопасности Томской области в части обеспечения потребителей теплом, электроэнергией и требуемыми видами топлива показал, что в настоящее время топливно-энергетический комплекс региона находится в предкризисном состоянии».

Среди основных индикаторов такого состояния было отмечено: дефицит электроэнергии, высокая доля природного газа в топливно-энергетическом комплексе региона, зависимость региона от условий ввоза угля и моторного топлива и другие показатели (надежность тепло- и топливоснабжения).

Следует также учитывать, что значительная часть генерирующего оборудования электростанций Томской области отработала свой парковый ресурс, изношена и требует замены. Нормативный срок службы (30 лет) отработали к настоящему времени агрегаты суммарной установленной мощностью более 740 МВт, что составляет около 60% общей суммарной установленной мощности электростанций области.

Несмотря на то, что за прошедшие со времени разработки Стратегии годы была введена теплофикационная турбина на ТЭЦ СХК мощностью 100 МВт и турбина мощностью 50 МВт на Томской ГРЭС-2, ГТУ-16 на ПРК, сохраняются проблемы старения оборудования и дефицита мощности и электроэнергии.

Для вывода энергетического хозяйства Томской области из предкризисного состояния необходимо:

- обновление основных производственных фондов в электроэнергетике и в системах теплоснабжения, в т.ч. реконструкция оборудования электростанций (с заменой базовых узлов);
- увеличение суммарной установленной мощности электрогенерирующих мощностей на территории области вследствие наблюдаемого сегодня и ожидаемого в перспективе до 2020 года роста потребления электроэнергии;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-CX.1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		

- совершенствование систем теплоснабжения, т.к. **в ближайшие годы должен появиться дефицит теплогенерирующих мощностей;**
- решение проблемы резервного и вспомогательного топлива в отопительный период из-за слишком высокой степени сезонной неравномерности потребления газа (доминирующего вида потребляемых топливно-энергетических ресурсов в Томской области);
- комплексное решение вопросов энергосбережения.

Наличие в области запасов природного газа и его добыча на уровне 4-4,2 млрд. куб. м позволяют потенциально для ликвидации дефицита мощности рассматривать возможность строительства новых газовых энергоблоков на Томской ТЭЦ-3, мини-ТЭЦ на базе газотурбинных или газодизельных энергоблоков небольшой мощности. В то же время прогнозируемая тенденция опережающего роста стоимости на природный газ по сравнению со стоимостью угля предопределяет целесообразность использования газа только на эффективном энергетическом оборудовании.

Строительство угольных блоков на Томской ТЭЦ-3 определено одобренной распоряжением Правительства Российской Федерации № 215-р от 22.02.2008 г. Генеральной схемой размещения объектов энергетики до 2020 г. в соответствии с которой предусматривался ввод на Томской ТЭЦ-3 двух угольных блоков мощностью 185/215 МВт на уровне 2016-2020 года. Проектным топливом для Томской ТЭЦ-3 являлись березовские бурые угли Канско-Ачинского угольного бассейна. Это малосернистое топливо с относительно невысоким содержанием золы обеспечивает приемлемые экологические характеристики электростанции мощностью до 1000 МВт при установке серийно освоенного котельного и газоочистного оборудования. Безусловно, строительство энергоблоков на твердом топливе потребует серьезной реконструкции транспортной инфраструктуры области и в первую очередь строительства второго ж/д пути на ветке Тайга – Томск и реконструкции ряда сортировочных станций. Однако, такая необходимость для города очевидна и без расширения Томской ТЭЦ-3.

В качестве альтернативного варианта возможно строительство газовых энергоблоков, включая блоки с использованием парогазового цикла (ПГУ).

***Ввод новых энергоблоков суммарной мощностью 400-450 МВт на Томской ТЭЦ-3 со строительством необходимых сетевых объектов позволит области снизить энергодефицитность и в значительной степени повысить надежность энергоснабжения региона.***

***Вопрос о типе блоков, их единичной мощности для установки на станции должен решаться с учетом решений, которые так же должны быть приняты в Схеме теплоснабжения г. Томска***

### Список принятых сокращений

- ВЛ – воздушная линия электропередачи
- ГКМ – газоконденсатное месторождение
- ГРЭС – государственная районная электростанция
- ГТУ – газотурбинная установка

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

ДЭС – дизельная электростанция  
 КЗ – короткое замыкание  
 ОАО – открытое акционерное общество  
 ОРУ – открытое распределительное устройство  
 ОЭС – объединенная энергетическая система  
 ПС – подстанция  
 ТЭС – теплоэлектростанция  
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль  
 ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взамен ивл. №						497373-СХ.1	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись		Дата

## Перечень нормативной и ссылочной документации

1. Правила устройства электроустановок, 7-ое издание.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утв. Приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229.
3. Основные требования ОАО «ФСК ЕЭС» к проектным организациям, утв. Первым заместителем Председателя Правления Чистяковым А.Н. 21 марта 2006 г.
4. Общие технические требования к подстанциям 35-750 кВ нового поколения, утв. заместителем Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» Васильевым В.А. 08.01.2004 г.
5. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136.
6. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 281.
7. Методические указания по устойчивости энергосистем, утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 277.
8. СТО 56947007-29.240.55.016-2008. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередач напряжением 35-750 кВ». Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.10.2008 г. № 460.
9. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 г. № 441.
10. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения). Утвержден приказом Минпромэнерго России от 22.02.07 № 49.

Ивл. № подл.		Подпись и дата		Взамен ивл. №	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
497373-СХ.1					Лист

# Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №
--------------	----------------	---------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		Лист
						497373-СХ.1	

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

## Приложение 1 Мероприятия по развитию объектов теплосетевого комплекса

Таблица П.1.1

Мероприятия по развитию Томского филиала ОАО «ТГК-11» до 2018 г. (млн.руб. с учетом НДС)

№ п/п	Наименование показателя	Всего освоено на 01.01.2013 г.	2013	Всего освоение за 5 лет		2014	2015	2016	2017	2018
		факт	план	Источник финансирования	план	план	план	план	план	план
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>1</b>	<b>Техпереворужение и реконструкция</b>	<b>139 804</b>	<b>446 885</b>	<b>0</b>	<b>2 222 438</b>	<b>384 794</b>	<b>403 637</b>	<b>458 223</b>	<b>472 214</b>	<b>503 570</b>
<b>1.1</b>	<i>Проекты по повышению надежности и поддержанию технического состояния оборудования</i>	135 917	417 695	0	2 029 231	350 038	378 038	418 519	379 066	503 570
	<b>Томская ГРЭС-2</b>	83 724	139 936	0	807 606	117 355	183 808	168 062	115 419	222 962
1	Реконструкция дымовой трубы №1 на Томской ГРЭС-2	0	14 601	Амортизация	0	0	0	0	0	0
2	Реконструкция системы газоснабжения котлов ст.№10, 11, 12 на Томской ГРЭС-2	19 920	33 056	Амортизация	96 757	46 535	50 222	0	0	0
3	Модернизация системы управления КА ст. №№ 4, 6, 8, 9 (реконструкция блока управления пылепитателями) на Томской ГРЭС-2	0	4 165	Амортизация	5 564	2 344	3 220	0	0	0
4	Реконструкция главного корпуса Томской ГРЭС-2	5 100	9 172	Амортизация	50 698	24 505	26 193	0	0	0
5	Реконструкция градирен №№1, 2, 3, 4 на Томской ГРЭС-2 (реконструкция камер переключения)	0	699	Амортизация	14 849	0	14 849	0	0	0

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы П.1.1

6	Монтаж автоматизированной системы воднохимического контроля, оснащение приборным парком на Томской ГРЭС-2	6 950	0	Амортизация	66 000	0	7 000	19 000	40 000	0
7	Реконструкция двухблочных дробильных устройств СМ-170 ст.№2А и 2Б (в тракте топливоподачи) на Томской ГРЭС-2	0	1 342	Амортизация	9 107	9 107	0	0	0	0
8	Реконструкция автоматических установок пожарной защиты зданий и сооружений на Томской ГРЭС-2	0	4 044	Амортизация	24 423	0	3 564	6 088	7 890	6 881
9	Реконструкция производственного противопожарного водопровода (реконструкция водовода с применением полиэтиленовых труб) на Томской ГРЭС-2	0	968	Амортизация	6 615	1 490	1 593	1 714	1 818	0
10	Реконструкция котлоагрегата ст.№9 (реконструкция шумоглушителя на ГПК) на Томской ГРЭС-2	0	1 958	Амортизация	0	0	0	0	0	0
11	Реконструкция Северного аккумуляторного бака №2 на Томской ГРЭС-2	0	8 882	Амортизация	0	0	0	0	0	0
12	Реконструкция ленточного конвейера 2-го подъёма А и Б (реконструкция конвейерных весов тракта топливоподачи) на Томской ГРЭС-2	0	2 105	Амортизация	0	0	0	0	0	0
13	Реконструкция подъездной эстакады для разгрузки вагонов (реконструкция верхнего строения эстакады) на Томской ГРЭС-2	692	7 802	Амортизация	0	0	0	0	0	0
14	Реконструкция золошлакопровода ГЗУ Томской ГРЭС-2	0	39 698	Амортизация	0	0	0	0	0	0
15	Реконструкция системы газоснабжения котла ст.№5 на Томской ГРЭС-2 (оплата кредиторской задолженности)	41 249	0	Амортизация	0	0	0	0	0	0

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы П.1.1

16	Реконструкция здания ХВО (реконструкция стенового ограждения и кровли в осях 11-25) на Томской ГРЭС-2	0	11 444	Амортизация	0	0	0	0	0	0
17	Реконструкция деаэрационной установки подпиточной воды котлов (с заменой атмосферного деаэратора ст.№2,3) на Томской ГРЭС-2	0	0	Амортизация	15 580	1 350	14 230	0	0	0
18	Модернизация системы коммерческого учета тепловой энергии т/м №№1-4,2,3,5 на Томской ГРЭС-2	0	0	Амортизация	13 741	0	0	13 741	0	0
19	Реконструкция шумоглушителей и главных предохранительных клапанов на котлоагрегатах ст.№№4,5,6,7 на Томской ГРЭС-2	0	0	Амортизация	10 407	2 490	2 490	2 577	2 850	0
20	Монтаж ограждения Южных аккумуляторных баков №№1,2 от разлива на Томской ГРЭС-2	0	0	Амортизация	589	589	0	0	0	0
21	Реконструкция схемы возврата и повторного использования технологических и промливневых вод на Томской ГРЭС-2	1 907	0	Амортизация	10 119	10 119	0	0	0	0
22	Реконструкция размораживающего устройства (тепьяк) на Томской ГРЭС-2	4 985	0	Амортизация	76 988	18 826	58 162	0	0	0
23	Реконструкция трансформатора Т-23 на Томской ГРЭС-2	0	0	Амортизация	122 758	0	2 285	120 473	0	0
24	Реконструкция питательных трубопроводов в пределах котлов ст.№№ 4,5 на Томской ГРЭС-2	0	0	Амортизация	14 479	0	0	2 472	12 007	0
25	Реконструкция баков коагулированной воды №№1-5 на предочистке на Томской ГРЭС-2	0	0	Амортизация	18 948	0	0	1 997	16 951	0
26	Реконструкция Iсекции РУСН 3,15кВ с переводом на напряжение 6кВ на Томской ГРЭС-2 (выполнение ПИР)	0	0	Амортизация	33 903	0	0	0	33 903	0
27	Монтаж модуля по подготовке обессоленной воды Амберпак ADI на Томской ГРЭС-2	2 921	0	Амортизация	216 081	0	0	0	0	216 081

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы П.1.1

	<b>Томская ТЭЦ-3</b>	38 627	38 299	0	199 684	15 524	23 710	36 199	52 023	72 228
28	Реконструкция открытого распределительного устройства ОРУ-110 (реконструкция антикоррозийного покрытия кабельных коробов) на Томской ТЭЦ-3	0	523	Амортизация	2 918	507	542	583	619	667
29	Реконструкция технологических трубопроводов химического цеха с применением трубопроводов из поливинилхлорида на Томской ТЭЦ-3	0	0	Амортизация	7 828	3 641	0	4 187	0	0
30	Монтаж пожарной сигнализации КНС - 1, 2, 3, 4 и ИЛК Томской ТЭЦ-3 (оповещение людей о пожаре в производственных помещениях)	500	2 783	Амортизация	0	0	0	0	0	0
31	Реконструкция установки химводоочистки (реконструкция разгрузочной рампы и ячеек соли реагентного отделения) на Томской ТЭЦ-3	0	511	Амортизация	3 597	1 788	638	686	485	0
32	Реконструкция локальной вычислительной сети на Томской ТЭЦ-3	1 425	3 622	Амортизация	5 436	5 436	0	0	0	0
33	Реконструкция главного корпуса, помещения РУСН-0,4-0,6 кВ (реконструкция противопожарных перегородок кабельных трасс) на Томской ТЭЦ-3	0	1 397	Амортизация	1 524	0	1 524	0	0	0
34	Реконструкция внутриплощадочных подземных трубопроводов Томской ТЭЦ-3 с применением трубопроводов из полиэтилена высокого давления	4 239	0	Амортизация	5 995	0	5 995	0	0	0
35	Реконструкция главного корпуса и помещения РУСН-0,4-0,6 кВт (покрытие огнезащитными составами несущих конструкций) Томской ТЭЦ-3	0	904	Амортизация	0	0	0	0	0	0
36	Реконструкция аккумуляторной батареи БВС-220 Томской ТЭЦ-3	2 500	28 559	Амортизация	0	0	0	0	0	0

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Продолжение таблицы П.1.1

37	Реконструкция дренажно-распределительных устройств Na-катионитовых фильтров ВПУ ПТС ХЦ Томской ТЭЦ-3	0	0	Амортизация	5 287	1 569	0	1 804	1 914	0
38	Реконструкции защит трансформаторов АТ-1, АТ-2, Т-1, Т-2 на Томской ТЭЦ-3	0	0	Амортизация	16 084	2 583	6 503	6 998	0	0
39	Реконструкция шламопровода Томской ТЭЦ-3	0	0	Амортизация	4 143	0	4 143	0	0	0
40	Модернизация системы коммерческого учета тепловой энергии т/м №12 на Томской ТЭЦ-3	0	0	Амортизация	4 365	0	4 365	0	0	0
41	Реконструкция маслянных выключателей У-220-2000/40У1 на Томской ТЭЦ-3	0	0	Амортизация	52 976	0	0	21 941	31 035	0
42	Реконструкция трубных пучков подогревателей ПСВ-500 на Томской ТЭЦ-3 (трубные пучки с профилированными трубками)	0	0	Амортизация	13 220	0	0	0	13 220	0
43	Реконструкция антикоррозийного покрытия каркаса котла ПВК ст. №№3 Томской ТЭЦ-3	0	0	Амортизация	2 250	0	0	0	2 250	0
44	Реконструкция электролизной установки с ресиверным хозяйством 2хСЭУ-10 на Томской ТЭЦ-3	0	0	Амортизация	2 500	0	0	0	2 500	0
45	Реконструкция масло-мазутного хозяйства (замена теплоизоляции мазутных баков на современные материалы) на Томской ТЭЦ-3	0	0	Амортизация	7 800	0	0	0	0	7 800
46	Реконструкция здания бытового корпуса со столовой строение 18 (реконструкция дренажной системы ЗСГО) на Томской ТЭЦ-3	0	0	Амортизация	999	0	0	0	0	999
47	Реконструкция трубопроводов сетевой воды от пароводогрейной котельной до теплотрассы распределительного устройства (замена теплоизоляции прямого и обратного наружного трубопровода сетевой воды ТРУ-ПВК) на Томской ТЭЦ-3	0	0	Амортизация	28 349	0	0	0	0	28 349

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Лист

Продолжение таблицы П.1.1

48	Монтаж системы химико-технологического мониторинга воднохимического режима энергоблока, ВПУ на Томской ТЭЦ-3	29 963	0	Амортизация	34 413	0	0	0	0	34 413
<b>Томская Пиковая резервная котельная</b>		13 498	58 576	0	141 666	51 305	19 078	35 948	26 504	8 831
49	Реконструкция котлоагрегата ПТВМ-180 ст.№5 (реконструкция системы газоснабжения котла) на Томской ПРК	7 658	48 031	Амортизация	0	0	0	0	0	0
50	Реконструкция системы газоснабжения котла ПТВМ-180 ст.№6 на Томской ПРК	2 800	0	Амортизация	47 874	47 874	0	0	0	0
51	Реконструкция кровли ИБК на Томской ПРК	450	0	Амортизация	5 919	0	5 919	0	0	0
52	Реконструкция кровли здания насосной пожаротушения на Томской ПРК	190	0	Амортизация	1 034	0	1 034	0	0	0
53	Реконструкция котла ст.№1 на Томской ПРК	2 400	10 545	Амортизация	0	0	0	0	0	0
54	Монтаж локальных очистных сооружений ливневых стоков на Томской ПРК	0	0	Амортизация	3 431	3 431	0	0	0	0
55	Реконструкция кровли гл.корпуса ПРК в осях А-Б (16-31), Б-В (6-31) с целью повышения пожарной безопасности	0	0	Амортизация	8 491	0	481	8 010	0	0
56	Реконструкция мазутных подогревателей типа ПМ 10-120 ст. № 1, 3 на ПМР-13-120 на Томской ПРК	0	0	Амортизация	10 422	0	975	9 447	0	0
57	Реконструкция ОРУ-35кВ п/с «ПРК»	0	0	Амортизация	9 815	0	755	9 060	0	0
58	Реконструкция ОРУ-35кВ п/с «ТЭЦ-1»	0	0	Амортизация	3 839	0	312	3 527	0	0
59	Реконструкция ОРУ-110кВ п/с «ТЭЦ-1»	0	0	Амортизация	4 490	0	403	4 087	0	0

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Продолжение таблицы П.1.1

60	Реконструкция ЗРУ – 6 кВ и РУСН – 0,4 кВ ПНС-3	0	0	Амортизация	8 212	0	8 212	0	0	0
61	Монтаж принудительной вытяжной вентиляции: мастерская СЭХ на ПРК, мастерская СЭХ ТЭЦ - 1, слесарная мастерская ОКЦ на ПРК, лаборатория телемеханики ОСДТУ	0	0	Амортизация	987	0	987	0	0	0
62	Реконструкция кровли ОВК в осях А-Д, 1-22 с целью повышения пожарной безопасности	0	0	Амортизация	12 974	0	0	826	12 148	0
63	Модернизация автоматической системы пожаротушения в кабельных туннелях МНС Томской ПРК	0	0	Амортизация	991	0	0	991	0	0
64	Модернизация системы коммерческого учета тепловой энергии т/м №№ 6,7,8,11 на Томской ПРК	0	0	Амортизация	14 356	0	0	0	14 356	0
65	Монтаж приточно-вытяжной вентиляции токарного цеха в здании РЭБ на Томской ПРК	0	0	Амортизация	451	0	0	0	0	451
66	Реконструкция хозяйственно-противопожарного водопровода на Томской ПРК	0	0	Амортизация	8 380	0	0	0	0	8 380
	<b>Тепловые сети Томского филиала</b>	<b>68</b>	<b>180 884</b>	<b>0</b>	<b>880 275</b>	<b>165 854</b>	<b>151 442</b>	<b>178 310</b>	<b>185 120</b>	<b>199 549</b>
67	Реконструкция схемы сетевой воды на Томской ПРК (разработка ТЭО)	0	4 836	Прочие собственные источники	0	0	0	0	0	0
68	Реконструкция т/м 5 Участок от Новой Коллекторной до ТК-509	0	59 925	Прочие собственные источники	0	0	0	0	0	0
69	Реконструкция т/м 6 Участок от Уп-7(У-610) до Уп7б (У-611)	0	12 390	Прочие собственные источники	0	0	0	0	0	0

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Продолжение таблицы П.1.1

70	Реконструкция т/м 6 Участок от Уп10 до У- 617	0	4 420	Прочие собствен- ные источ- ники	0	0	0	0	0	0
71	Реконструкция т/м 3 Участок от ТК-305 до ТК-306а (170,0м)	0	0	Прочие собствен- ные источ- ники	9 610	9 610	0	0	0	0
72	Реконструкция т/м 3 Участок от ТРУ ГРЭС-2 до ТК-305 на 2Ду1000мм (в т.ч. 74м подземной прокладки)	0	0	Прочие собствен- ные источ- ники	72 920	72 920	0	0	0	0
73	Реконструкция трубопроводов от ГРЭС-2 до но- вой коллекторной (т/м №1, №4, №5) - 1 этап	0	0	Прочие собствен- ные источ- ники	32 079	32 079	0	0	0	0
74	Реконструкция т/м 1 Участок от Новой коллекторной до Н.О.1 - 100 м	68	0	Прочие собствен- ные источ- ники	14 820	0	14 820	0	0	0
75	Реконструкция т/м 2 Участок от ТК-2Г-2 до Уп 4 (переход Д) (280,0м)	0	0	Прочие собствен- ные источ- ники	22 083	0	22 083	0	0	0
76	Реконструкция т/м 6 Участок от КСЗ- 21 до Н.О. 3	0	0	Прочие собствен- ные источ- ники	60 663	0	60 663	0	0	0
77	Разработка ТЭО реконструкции и обследование схемы сетевой воды ГРЭС-2.	0	0	Прочие собствен- ные источ- ники	6 325	0	6 325	0	0	0
78	Реконструкция трубопроводов от ГРЭС-2 до но- вой коллекторной (т/м №1, №4, №5) - 2 этап	0	0	Прочие собствен- ные источ- ники	133 197	0	0	133 197	0	0

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Продолжение таблицы П.1.1

79	Реконструкция т/м 2 Участок от ТК-11-47 до Н.О.-94 и далее 84,0 м (420,0м)	0	0	Прочие собствен- ные источ- ники	69 140	0	0	0	69 140	0
80	Реконструкция т/м 5 Участок от ТК-509 до ТК-525, 2Ду500 мм на 2Ду700 мм	0	0	Прочие собствен- ные источ- ники	67 763	0	0	0	67 763	0
81	Реконструкция т/м 4 Участок от Новой Коллекторной до Уп-4	0	0	Прочие собствен- ные источ- ники	40 516	0	0	0	0	40 516
82	Реконструкция т/м 2А Участок от ТК-2А-04 до ТК-2А-07	0	0	Прочие собствен- ные источ- ники	74 525	0	0	0	0	74 525
83	Реконструкция т/м 1 Участок от ТК-116А до ПНС-1	0	50 330	Амортиза- ция	0	0	0	0	0	0
84	Реконструкция т/м 2 Участок от ТК-241 до УП-17	0	20 998	Амортиза- ция	0	0	0	0	0	0
85	Реконструкция т/м 2 Участок от НО-22 до ТК-227	0	11 002	Амортиза- ция	0	0	0	0	0	0
86	Реконструкция т/м 2А Участок от НО-2 до ТК-2А-4	0	16 983	Амортиза- ция	0	0	0	0	0	0
87	Реконструкция т/м 1 Участок от ТК-125 до ТК-132	0	0	Амортиза- ция	48 547	48 547	0	0	0	0
88	Модернизация системы коммерческого учета тепловой энергии тепловых магистралей Томско- го филиала (выполнение ПИР)	0	0	Амортиза- ция	2 698	2 698	0	0	0	0
89	Реконструкция т/м 2 Участок от ТК-225Б до КСЗ-18	0	0	Амортиза- ция	21 788	0	21 788	0	0	0

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Продолжение таблицы П.1.1

90	Реконструкция т/м 6(2) Участок от ТК-623 до НО-25	0	0	Амортизация	25 763	0	25 763	0	0	0
91	Реконструкция т/м 6(2) Участок от ТК-605 до ТК-607	0	0	Амортизация	12 781	0	0	12 781	0	0
92	Реконструкция т/м 11Л Участок от ТК-11Л-09 до ТК-11Л-10	0	0	Амортизация	14 328	0	0	14 328	0	0
93	Реконструкция т/м 2Г Участок от ТК-2Г-6 до ТК-2Г-9	0	0	Амортизация	18 004	0	0	18 004	0	0
94	Реконструкция т/м 4 Участок от ТК-404А до ТК-406	0	0	Амортизация	31 210	0	0	0	31 210	0
95	Реконструкция т/м 7 Участок от ТК-761 до ТК-765	0	0	Амортизация	17 007	0	0	0	17 007	0
96	Реконструкция т/м 5 Участок от ТК-533 до ТК-537	0	0	Амортизация	22 894	0	0	0	0	22 894
97	Реконструкция т/м 2Г Участок от ПНС-12 до ТК-2Г-21	0	0	Амортизация	33 712	0	0	0	0	33 712
98	Реконструкция т/м 6 Участок от ТК-607 до ТК-609	0	0	Амортизация	27 902	0	0	0	0	27 902
<b>1.2</b>	<b>Программа экономии ТЭР</b>	<b>3 887</b>	<b>29 190</b>	<b>0</b>	<b>193 207</b>	<b>34 756</b>	<b>25 599</b>	<b>39 704</b>	<b>93 148</b>	<b>0</b>
	<b>Томская ГРЭС-2</b>	<b>1 835</b>	<b>23 969</b>	<b>0</b>	<b>128 811</b>	<b>7 673</b>	<b>0</b>	<b>27 990</b>	<b>93 148</b>	<b>0</b>
99	Монтаж гидромурты на ЭПН-7 на Томской ГРЭС-2	1 190	0	Амортизация	27 990	0	0	27 990	0	0
100	Реконструкция котлоагрегатов ст.№4,5,6,7,8,9 (реконструкция электроприводов и асинхронных эл.двигателей ПСУ) на Томской ГРЭС-2	0	893	Амортизация	0	0	0	0	0	0
101	Реконструкция питательного электронасоса ЭПН-13 типа ПЭ-270х150х3 на Томской ГРЭС-2 (с установкой гидромурты)	645	20 640	Амортизация	0	0	0	0	0	0

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы П.1.1

102	Реконструкция РУСН (реконструкция системы учета электроэнергии механизмов собственных и хозяйственных нужд с заменой счётчиков) на Томской ГРЭС-2	0	2 436	Амортизация	7 673	7 673	0	0	0	0
103	Реконструкция градирни № 4 на Томской ГРЭС-2	0	0	Амортизация	93 148	0	0	0	93 148	0
	<b>Томская ТЭЦ-3</b>	2 052	4 534	0	50 570	26 180	24 390	0	0	0
104	Реконструкция котлоагрегатов ст.№ 1А,1Б (реконструкция тяго-дутьевых устройств) на Томской ТЭЦ-3	0	3 812	Амортизация	0	0	0	0	0	0
105	Реконструкция РУСН (реконструкция системы учета электроэнергии хозяйственных нужд) на Томской ТЭЦ-3	0	643	Амортизация	3 200	3 200	0	0	0	0
106	Реконструкция ТГ ст.№1 (реконструкция системы электропривода насосов с переменной нагрузкой 0.4 кВт, СнПНД) на Томской ТЭЦ-3	0	79	Амортизация	1 036	1 036	0	0	0	0
107	Монтаж установки по осушке дымовых газов к/а 1Б на Томской ТЭЦ-3	1 407	0	Амортизация	21 944	21 944	0	0	0	0
108	Монтаж гидромфты на питательный насос ПЭ-580 на Томской ТЭЦ-3	645	0	Амортизация	24 390	0	24 390	0	0	0
	<b>Томская Пиковая резервная котельная</b>	0	687	0	13 826	903	1 209	11 714	0	0
109	Реконструкция главного корпуса (реконструкция системы освещения административных и производственных помещений) на Томской ПРК	0	687	Амортизация	903	903	0	0	0	0
110	Реконструкция насоса подпитки теплосети № 1 (с заменой на насос меньшей мощности с регулированием от ПЧ) на Томской ПРК	0	0	Амортизация	12 923	0	1 209	11 714	0	0
<b>2</b>	<b>Новое строительство и расширение</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>3</b>	<b>Прочие инвестиции в форме капитальных вложений</b>	<b>5 320</b>	<b>265 735</b>	<b>0</b>	<b>872 553</b>	<b>146 296</b>	<b>316 358</b>	<b>127 938</b>	<b>121 811</b>	<b>160 149</b>

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

497373-СХ.1

Продолжение таблицы П.1.1

3.1	Инвестиции и оборудование, не входящие в сметы строек производственного назначения	5 320	158 488	0	622 856	84 872	264 540	84 499	65 332	123 613
3.2	Инвестиции в объекты непромышленного назначения и социальной сферы	0	49 673	0	168 908	46 460	34 551	27 845	29 294	30 758
111	Содержание службы заказчика, относимые на объекты ТПРИИ в Томском филиале	0	29 884	Амортизация	99 852	24 819	12 918	19 752	21 725	20 638
112	Содержание службы заказчика, относимые на объекты КС в Томском филиале	0	0	Банковские кредиты	17 520	4 040	7 525	1 812	961	3 182
113	Содержание службы заказчика ИАУ (относимые на Томский филиал), относимые на объекты ТПРИИ	0	19 789	Амортизация	42 144	15 137	8 915	5 753	6 328	6 011
114	Содержание службы заказчика ИАУ (относимые на Томский филиал), относимые на объекты КС	0	0	Банковские кредиты	9 392	2 464	5 193	528	280	927
3.3	Прочие инвестиции (ОС, НМА, объекты автоматизации хозяйственного назначения, НИОКР)	0	57 574	0	80 789	14 964	17 267	15 594	27 185	5 778
115	Приобретение оборудования, не требующего монтажа и не входящего в сметы строек, производственного назначения (приобретение оргтехники для нужд Томского филиала)	0	7 000	Амортизация	32 007	7 364	7 784	8 212	8 647	0
116	Резерв на непредвиденные расходы (Томский филиал)	0	31 795	Амортизация	728	0	728	0	0	0
117	Модернизация системы телемеханики и связи в части ТЭЦ-3 (с прокладкой ВОЛС от ТЭЦ-3 до ПРК) Томского филиала	0	11 319	Амортизация	0	0	0	0	0	0
118	Модернизация системы АСДКУ Тепловых сетей Томского филиала с организацией телеуправления насосами ПНС	0	0	Амортизация	19 181	1 756	1 773	2 290	13 362	0
119	Монтаж системы резервирования и архивации данных в Томском филиале ОАО «ТГК-11»	0	0	Амортизация	1 136	1 136	0	0	0	0
120	Монтаж программного комплекса «Информационная система для объединения технологических данных Тепловых сетей Томского филиала»	0	0	Амортизация	780	0	780	0	0	0

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы П.1.1

121	Оплата услуг по проведению торгов ООО "ИНТЕР РАО - Центр управления закупками" (Томский филиал)	0	7 460	Амортизация; Банковские кредиты; Прочие собственные источники	26 957	4 708	6 202	5 092	5 176	5 778
4	<b>Прочие работы капитального характера</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
5	<b>Финансовые вложения</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
6	<b>ИТОГО ПО ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЕ</b>	<b>145 124</b>	<b>712 620</b>	<b>0</b>	<b>3 094 991</b>	<b>531 090</b>	<b>719 995</b>	<b>586 161</b>	<b>594 025</b>	<b>663 719</b>

Таблица П.1.2

Перечень мероприятий по модернизации и развитию систем теплоснабжения городского округа Стрежевой

1	Наименование мероприятий и объектов	Ед. изм	Кол-во	В том числе по годам:					Затраты всего
				2013	2014	2015	2016	2017	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Разработка и внедрение проекта по созданию Автоматизированной системы приема, обработки и создания базы данных приборов учета энергетических ресурсов в целом по МО	об.		5000					5000
2	Техническое обновление ЦТП с заменой тепломеханического оборудования, полной автоматизацией и учетом отпуска тепла и горячего водоснаб-я: 2011 - ЦТП-12; 2013-ЦТП-15; 2015-ЦТП-1; 2016- ЦТП-13; 2017 - ЦТП-9; 2018 - ЦТП-14	об.	6	19208,5		17958,873	16204,0	9604,8	62976,2

497373-СХ.1

Лист



Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

**Приложение 2 Протяженность ВЛ и трансформаторная мощность подстанций электрических сетей на отчетный период.  
Вводы мощности и потребность в инвестициях в сетевые объекты на период 2014 – 2018 гг.**

Таблица П.2.1

Протяженность ВЛ по классам напряжения на конец отчетного периода (ТП МЭС ОАО «ФСК ЕЭС»)

№ п/п	Наименование ВЛ	Участок ВЛ/ВЛ	Год ввода	Число цепей	Протяженность, км	
					По трассе	По цепям
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Протяженность ВЛ 500 кВ – всего, в т.ч.:</b>				<b>91,18</b>	<b>91,18</b>
1.1	ВЛ 500 кВ Итатская – Томская (№ 526)	Участок ВЛ	1986	1	45,64	45,64
1.2	ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская (№ 527)	Участок ВЛ	1980	1	45,54	45,54
<b>2.</b>	<b>Протяженность ВЛ 220 кВ всего, в т.ч.:</b>				<b>1085,37</b>	<b>2058,6</b>
2.1	ВЛ 220 кВ Томская – Восточная (Т-203/204)	ВЛ	1975	2	28,35	56,70
2.2	ВЛ 220 кВ Томская – СХК (Т-205(Т-214))	Участок ВЛ	1980	1	22,10	22,10
2.3	ВЛ 220 кВ Томская – ТЭЦ-3 (Т-210)	ВЛ	1976	2	14,20	28,40
			1987	1	8,90	8,90
2.4	ВЛ 220 кВ ТЭЦ-3 – ГПП-220 (Т-211-212)	ВЛ	1986	2	1,80	3,60
2.5	ВЛ 220 кВ Томская – ГПП-2 (Т-213)	ВЛ	1979	1	23,00	23,00
2.6	ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная – Зональная (АТ-215/АТ-216)	Участок ВЛ/ВЛ	1961	2	33,20	66,40
2.7	ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная – Зональная (АТ-216/Т-208)	Участок ВЛ/ВЛ	1961	2	10,77	21,54
2.8	Заходы на ПС Зональную ВЛ-220 кВ (АТ-215/Т-208)	Участок ВЛ/ВЛ	1990	2	4,95	9,90
2.9	ВЛ 220 кВ Томская – Асино (Т-218)	ВЛ	1975	1	58,10	58,10
		ВЛ	1989	2	8,80	17,60

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Окончание таблицы П.2.1

2.10	ВЛ 220 кВ Володино – Мельниково (Т-219/Т-220)	ВЛ	1990	2	68,70	137,40
2.11	ВЛ 220 кВ Томская – Володино (с отпайкой) (ТВ 221/ТВ231)	Участок ВЛ/ВЛ	1987	2	15,90	31,80
		Участок ВЛ/ВЛ	1975	2	92,97	185,90
		Участок ВЛ/ВЛ	1975	2	2,13	4,26
2.12	ВЛ 220 кВ отпайка на ПС Орловка (ТВ-221/ТВ-231)	Участок ВЛ/ВЛ	1979	2	2,30	4,60
2.13	ВЛ 220 кВ Володино – Чажемто (ВЧ-222/ВЧ-232)	ВЛ	1972	2	146,20	292,40
2.14	ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель (ЧП-223/ЧП-233)	ВЛ	1972	2	123,30	246,60
2.15	ВЛ 220 кВ Парабель – Вертикос с отпайками на ПС Каргасок и на ПС Завьялово (ПВ-224/ПВ-234)	ВЛ	1979	2	142,01	284,02
2.16	ВЛ 220 кВ Отпайка на ПС Каргасок (ПВ-224/ПВ-234)	Участок ВЛ	1978	2	4,70	9,40
2.17	ВЛ 220 кВ Отпайка на ПС Завьялово (ПВ-224/ПВ-234)	Участок ВЛ	1980	2	0,69	1,38
2.18	ВЛ 220 кВ Вертикос – Раскино (ВР-227/ВР-237)	ВЛ	1979	2	45,70	91,40
2.19	ВЛ 220 кВ Раскино – Чапаевка (РЧ-225/РЧ-235)	ВЛ	1979	2	88,00	176,00
2.20	ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская (ЧС-226/ЧС-236)	ВЛ	1981	2	115,71	231,42
		Участок ВЛ		2	1,29	2,58
2.21	ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (НСС-1/НСС-2)	Участок ВЛ	1971	2	21,60	43,20

497373-СХ.1

Лист

Трансформаторная мощность подстанций по классам напряжения на конец отчетного периода (ТПМЭС ОАО «ФСК ЕЭС»)

Таблица П.2.2

№ п/п	Наименование подстанции	Год постройки / реконструкции	Напряжение, кВ	Мощность ПС, МВА
<b>1</b>	<b>Трансформаторная мощность ПС 500 кВ всего, в т.ч.:</b>			<b>1002</b>
1.1	ПС Томская-500	1972 / 2004	500/220/10	1002
<b>2</b>	<b>Трансформаторная мощность ПС 220 кВ всего, в т.ч.:</b>			<b>2914</b>
2.1	ПС Восточная	1963 / 2010	220/110/35/10	589
2.2	ПС Зональная	1992 /	220/110/10	400
2.3	ПС ГПП-220	1988 /	220/110/10	250
2.4	ПС Орловка - 220	1979 /	220/35/10	50
2.5	ПС Мельниково - 220	1990 /	220/110/10	126
2.6	ПС Володино - 220	1975 /	220/110/10	126
2.7	ПС Асино - 220	1989 /	220/110/10	250
2.8	ПС Чажемто	1981 /	220/110/10	126
2.9	ПС Парабель	1972 /	220/110/10	189
2.10	ПС Каргасок	1982 /	220/10	50
2.11	ПС Завьялово	1983 /	220/10	64
2.12	ПС Вертикос	1983 /	220/10	126
2.13	ПС Раскино	1976 /	220/10	64
2.14	ПС Чапаевка	1974 /	220/110/10	189
2.15	ПС Сов. Соснинская	1972 /	220/110/35/6,3	315

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Таблица П.2.3

Протяженность ВЛ по классам напряжения на конец отчетного периода (ОАО «ТРК»)

№ п/п	Дисп. наимен.	Наименование конечных ВЛ	Протяжённость, км		Число цепей	Год ввода в эксплуатацию
			По трассе	По цепям		
<b>ЦЕНТРАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ</b>						
<b>110 кВ</b>						
1	С-1/2	ГРЭС-2 – ПС Восточная	0,75	1,5	2	1964
			5,4	10,8	2	1964
2	С-3/4	ГРЭС-2 – ПС Зональная	7,5	15	2	1965
3	С-5/6	ПС-Восточная – ПС Западная	5,7	11,4	2	1969
4		Отпайка от ВЛ С-5/6 - на ПС Каштак	0,15	0,3	2	1969
5	С-7	ПС-Восточная – ПС Бройлерная	2,3	2,3	1	1995
			6,4	6,4	1	1995
6		отпайка ВЛ С-7 на ПС Северо-Восточная	4,5	4,5	1	1989
7	С-7Б	ПС Бройлерная – ПС Малиновка	3	3	1	1995
			24,8	24,8	1	1995
8	С-7М	ПС Малиновка – ПС Итатка	17,9	17,9	1	1985
			1,3	1,3	1	1985
9	Т-2	ПС СХК-ПС ГПП-220	4,2	4,2	1	1980
10	Т-4	ПС Восточная – ПС Пиковая	2,8	2,8	1	1964
11	Т-4А	ПС Пиковая – ПС-ГПП-220	13,3	13,3	1	1964
12	С-8	ПС Восточная – ПС Малиновка	29,7	29,7	1	1974
			4,3	4,3	1	1974
13	С-9	ПС Восточная – ПС Коммунальная	7,6	7,6	1	1970
			6,7	6,7	1	1970
14		отпайка ВЛ С-10 на ПС Северо-Восточная	0,12	0,12	1	1989
15	С-10	ПС Восточная – ПС Солнечная	7,6	7,6	1	1970
			4,1	4,1	1	1970
16	С-11	ПС 71 км – ПС Межениновка	27,3	27,3	1	1970

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Продолжение таблицы П.2.3

			0,4	0,4	1	1970
17	С-12	ПС Межениновка – ПС Сураново	18,9	18,9	1	1970
			2,1	2,1	1	1970
18	С-13/14	ПС Левобережная – ПС Кандинка-110	5,2	10,4	2	1981
			19,3	38,6	2	1981
19	С-15/16	ПС Левобережная – ПС Мельниково-110	11,2	22,4	2	1971
			0,6	1,2	2	1971
			39,5	79	2	1971
20		Отпайка ВЛ С-15/16 на ПС Рыбалово	1,6	3,2	2	1984
21	С-75/76	ПС Малиновка – ПС Турунтаево	34,8	69,6	2	1981
22	С-75А/76А	Отпайка ВЛ С-75/76 на ПС Семилужки	6,2	12,4	2	1984
23	С-80/81	ПС Зональная – ПС Октябрьская	7,6	15,2	2	1991
24	С-82/83	ПС Зональная – ПС Левобережная	7,2	14,4	2	1965
			7,8	15,6	2	1965
			0,8	1,6	2	1965
25	С-82А/С-83А	отпайка от ВЛ С-82/83 на ТЭЦ-1	3,9	7,8	2	1986
26	С-84	ПС Зональная – Коммунальная	6,5	6,5	1	1981
			6,7	6,7	1	1981
27	С-85	ПС Зональная – ПС Солнечная	6,5	6,5	1	1987
			4,1	4,1	1	1987
28	С-86	ПС Зональная – ПС 71 км	3	6	2	1970
			3,4	3,4	1	1970
29	С-107/108	ПС Восточная – ПС Бройлерная	8,4	16,8	2	1975
30	С-18	ПС Мельниково-110 – ПС Кожевниково	45,8	45,8	1	1974
31	С-19	ПС Кожевниково – ПС Уртам	16,2	16,2	1	1980
32	С-19А	ПС Уртам – ПС Вороново	17,9	17,9	1	1980
33	С-20	ПС Вороново – ПС Чилино	25,8	25,8	1	1979
34	С-21	ПС Чилино – ПС Кандаурово	33	33	1	1972
35	С-22	ПС Мельниково-220 – ПС Володино-220	68,3	68,3	1	1967
36		Отпайка от ВЛ С-22 на ПС Каргала	0,6	0,6	1	1987
37		Отпайка от ВЛ С-22 на ПС Гусево	3,6	3,6	1	1975

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Продолжение таблицы П.2.3

38	C-23	ПС Володино-220 – ПС Володино-110	2,4	2,4	1	1967
			2,7	2,7	1	1967
39	C-24	ПС Володино-110 – ПС Кривошеино	28,6	28,6	1	1967
40	C-25	ПС Кривошеино – ПС Молчаново	25,2	25,2	1	1967
			1	1	1	1967
41	C-26	ПС Молчаново – ПС К. Гривы	25,7	25,7	1	1969
42	C-32	ПС Мельниково-220 – ПС Володино-220	65,2	65,2	1	1972
43		Отпайка от ВЛ С-32 на ПС Каргала	0,1	0,1	1	1987
44		Отпайка от ВЛ С-32 на ПС Гусево	6	6	1	1975
45	C-33	ПС Володино-220 – ПС Молчановская НПС	68,9	68,9	1	1972
			4,7	4,7	1	1972
46	C-34	ПС Молчановская НПС – ПС Тунгусово	16	16	1	1972
			2	2	1	1972
47	C-35	ПС Тунгусово – ПС К. Гривы	10,6	10,6	1	1972
48	C- 71/72	ПС Мельниково – ПС П. Дубровка	48,2		2	1975
49	C-41	ПС Мельниково-110 – ПС Маркелово	39,5	39,5	1	1970
50	C-42	ПС Маркелово – ПС Плотниково	39	39	1	1971
51	C-43	ПС Плотниково – ПС Поротниково	54,8	54,8	1	1973
52	C-44	ПС Поротниково – ПС Бакчар	18,5	18,5	1	1973
53	C-45	ПС Бакчар – ПС В. Яр	35	35	1	1974
54	C-46	ПС В.Яр – ПС Усть Бакчар	18,13	18,13	1	1974
<b>ИТОГО по 110 кВ</b>			<b>1116,55</b>	<b>1341,35</b>		
<b>35 кВ</b>						
1	3501/3508	ГРЭС-2 – ПС Центральная	0,9	1,8	2	1952
			1,2	2,4	2	1952
2		Отпайка от ВЛ 3501 (опора № 16) – ПС ТЭЦ-1	3,3	3,3	1	1960
3	3503	ГРЭС-2 – ПС Северная	3,8	3,8	1	1955
			0,6	0,6	1	1955
4	3504	ГРЭС-2 – ПС Коммунальная	1,1	1,1	1	1966
			3,5	3,5	1	1966

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Продолжение таблицы П.2.3

5	3504Б	ПС Коммунальная – ПС Северная	2,4	2,4	1	1957
6	3505	ГРЭС-2 – ПС ТИЗ	3,1	3,1	1	1958
			0,4	0,4	1	1958
7	3506	ГРЭС-2 – ПС Южная	3,1	3,1	1	1958
			1,5	1,5	1	1958
8	3507	ПС Октябрьская – ПС ТИЗ	1,5	1,5	1	1959
			0,4	0,4	1	1959
9	3509	ПС Октябрьская – ПС Южная	1,5	1,5	1	1959
			1,5	1,5	1	1960
10	3510	ПС Кандинка-110 – ПС Калтай	5,69	5,69	1	1974
			1,5	1,5	1	1974
11	3511	ПС Северная – ПС Правобережная	3,4	3,4	1	1957
12	3515/3516	ПС Западная – ПС Правобережная	1,2	2,4	2	1970
			0,2	0,4	2	1970
13	3517	ПС Богашево – ПС Межениновка	17	17	1	1973
14	3518	ПС Лоскутово – ПС Вершинино	18,4	18,4	1	1993
			3	3	1	1993
15	3519	ПС Лоскутово – ПС Аэропорт	9,4	9,4	1	1998
16	3520	ПС Заводская – ПС Мирный	6,8	6,8	1	1997
			4,6	4,6	1	1997
17	3520А	ПС Мирный – ПС Аэропорт	7,8	7,8	1	1977
			4,6	4,6	1	1977
18	3521/3522	ПС Восточная – ПС Заводская	6,5	13	2	1961
19	3525/3526	ПС Восточная – ПС ПРК	2,43	4,86	2	1982
20	3527/3528	ПС Восточная – ПС Спутник	6	12	2	1964
21		Отпайка от ВЛ 3527 на ПС Кузовлево	3,4	3,4	1	1976
22		Отпайка от ВЛ 3528 на ПС Кузовлево	3,4	3,4	1	1976
23	3533	ПС Нелюбино – ПС Рыбалово	5,9	5,9	1	1985
24	3535	ПС Левобережная – ПС Петрово	8,6	8,6	1	1971
25	3535А	ПС Петрово – ПС Водозабор	10,6	10,6	1	1971
26	3535Б	ПС Водозабор – ПС Моряковка	10	10	1	1971

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Продолжение таблицы П.2.3

27	3538	ПС Малиновка – ПС Н.Архангельская	41,5	41,5	1	1971
28	3542/3513	ПС Малиновка – ПС Томская ПТФ	2,4	4,8	2	1971
29	3543/3544	ПС Бройлерная – ПС Корнилово	9,3	18,6	2	1977
30	3543А	Отпайка от ВЛ 3543 на ПС Воронино	11	11	1	1985
31	3545	ПС Бройлерная – ПС Свинокомплекс	6,2	6,2	1	1978
32	3546	ПС Бройлерная – ПС Свинокомплекс	6,2	6,2	1	1978
33	3547/3548	ПС Бройлерная – ПС Копылово	4	8	2	1975
34	3549/3550	ПС Орловка – ПС Самусь	13,4	26,8	2	1981
35	3558	ПС Нелюбино – ПС Моряковка	22	22	1	1981
36	3559	ПС Малиновка – ПС Наумовка	30,7	30,7	1	1983
37	3563/3564	ПС Орловка – ПС К. Яр	35	70	2	1985
38	3571/3572	ПС Левобережная – ПС Кисловка	10,2	20,4	2	1979
39	3573	ПС Кандинка-110 – ПС Калтай	5,1	5,1	1	1974
40	3578	ПС Рыбалово – ПС Водозабор	18,5	18,5	1	1985
41	3580/3581	ПС Октябрьская – ПС Богашево	14,9	29,8	2	1978
42		Отпайка от ВЛ 3580/3581 на ПС Лоскутово	0,6	1,2	2	1984
43	3582/3583	ПС Свинокомплекс – ПС Туганская ПТФ	3,9	7,8	2	1979
44	3584	ПС Бройлерная – ПС Воронино	8,2	8,2	1	1985
45	3594/3595	ПС ПРК – ПС Пиковая	1,6	3,2	2	1995
46	3552	ПС Кожевниково – ПС Кудиновка	30,5	30,5	1	1973
47	3552А	ПС Кудиновка – ПС Ювала	28,5	28,5	1	1973
48	3553	ПС Ювала – ПС П. Дубровка	14	14	1	1974
49	3566	ПС П. Дубровка – ПС Ювала	12	12	1	1991
50	3554	ПС П. Дубровка – ПС Бабарыкино	19,9	19,9	1	1974
51	3555	ПС Бабарыкино – ПС Баткат	16,1	16,1	1	1974
52	3556	ПС Баткат – ПС Мельниково-110	16,2	16,2	1	1974
53	3565	ПС Гусево – ПС Монастырка	19,6	19,6	1	1973
54	3568	ПС Мельниково – 110-ПС Малобрагино	41,4	41,4	1	1974
55	3569	ПС Малобрагино – ПС Бушуево	8,5	8,5	1	1987
56	3570	ПС Гусево – ПС Бушуево	18,2	18,2	1	1987
57	3560	ПС В. Яр – ПС Парбиг	40	40	1	1974

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Продолжение таблицы П.2.3

58	3561	ПС В. Яр – ПС Парбиг	34,7	34,7	1	1980
59	3562	ПС Парбиг – ПС Н. Бурка	47,6	47,6	1	1979
60	3587	ПС Бакчар – ПС Богатыревка	33,6	33,6	1	1986
61	3588	ПС Бакчар – Б. Галка – ПС Богатыревка	23,3	23,3	1	1988
62	3529	ПС Рыбалово – ПС Кандинка-110	33,6	33,6	1	1972
63	3531	ПС Кисловка – ПС Кафтанчиково	8	8	1	1974
64	3532	ПС Левобережная – ПС Зоркальцево	11	11	1	1964
65	3532А	ПС Зоркальцево – ПС Рыбалово	24,9	24,9	1	1964
66	3574	ПС Кандинка-110 – ПС Кафтанчиково	10,2	10,2	1	1974
67	3576	ПС Рыбалово – ПС Победа	24,5	24,5	1	1981
68	3539	ПС Н. Архангельская – ПС Турунтаево	10,4	10,4	1	1971
69	3540	ПС Турунтаево – ПС Заря	4	4	1	1969
			16	16	1	1969
70	35-АТ	ПС Заря – ПС Вознесенская	5,5	5,5	1	1964
			17,3	17,3	1	1964
71	3590/3591	ПС Турунтаево – ПС Мазалово	11,8	23,6	2	1981
72	3567/3577	ПС Тунгусово – ПС Могочино	10,4	20,8	2	1981
			1,1	2,2	2	1981
73	3575	ПС Рыбалово – ПС Киреевск	16,95	33,9	2	2011
<b>ИТОГО по 35 кВ</b>			<b>1024,67</b>	<b>1178,65</b>		
<b>ИТОГО по ЦЭС</b>			<b>2124,27</b>	<b>2486,1</b>		
<b>СЕВЕРНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ</b>						
<b>110 кВ</b>						
1	СС-4, СС-3	ПС С. Соснинская – ПС Вахская	28,3	56,6	2	1971
			78,7	157,4	2	1978
2	СС-4	отпайка на ПС Стрежевое	0,01	0,01	1	1971
3	СВ-5	ПС С. Соснинская – ПС Вахская	106,2	106,2	1	1988
4	СВ-5	отпайка на ПС Стрежевое	6,89	6,89	1	1988
5	С-91/92	ПС Чапаевка – ПС Катыйлга	183,63	367,26	2	1979
6	С-91П/92П	ПС Катыйлгинская – ПС Первомайская	25,8	51,6	2	1981
7	С-93	ПС Чапаевка – ПС Раздольное	16	16	1	1980

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Продолжение таблицы П.2.3

8	С-94	ПС Чапаевка – ПС Раздольное	16	16	1	1980
9	С-95/96	ПС Раздольное – ПС Александровская	19,15	38,3	2	1981
10	С-101	ПС Парабель – ПС Парабель КС	2,59	2,59	1	1980
11	С-102	ПС Парабель – ПС Парабель КС	2,62	2,62	1	1980
12	С-103/104	ПС Парабель – ПС Лугинецкая	177	354	2	1982
13	С-103/104	отпайка на ПС Тарская	1,15	2,3	2	1982
14	С-109	ПС Лугинецкая – ПС Игольская	163,5	163,5	1	1990
15	С-110	ПС Лугинецкая – ПС Игольская	163,5	163,5	1	1992
16	С-105/106	ПС Лугинецкая – ПС Калиновая	86,2	172,4	2	1984
17	С-105/106	отпайка на ПС Останинская	2,13	4,26	2	1984
18	С-29/39	ПС Чажемто220 – ПС Чажемто110	2,74	5,48	2	1970
19	С-111	ПС Чажемто – ПС Первомайская (консерв)	14,5	14,5	1	1987
20	С-112	ПС Чажемто – ПС Первомайская (консерв)	14,5	14,5	1	1987
21	С-40	ПС Чажемто – ПС Колпашево	63,23	63,23	1	1972
22	С-40	отпайка на ПС Н. Ильинка	2,09	4,18	2	1983
23	С-57	ПС Белый Яр – ПС Колпашево	77	77	1	1982
24	С-57	отпайка на ПС Типсино	1,1	2,2	2	1982
25	С-28/38	ПС Чажемто – ПС Коломинские Гривы	31,42	62,84	2	1970
26	С-35	ПС Коломинские Гривы – ПС Тунгусово	25	25	1	1970
27	С-26	ПС Коломинские Гривы – ПС Молчаново	25	25	1	1970
28	С-27	ПС Коломинские Гривы – ПС Подгорное	36,5	36,5	1	1970
29	С-47	ПС Подгорное – ПС Усть-Бакчар	24,33	24,33	1	1975
30	С-46	ПС Усть-Бакчар – ПС Высокий Яр	31,57	31,57	1	1975
31	С-95М, С-96М	Заход на ПС Малореченская	0,865	1,73	2	1988
<b>ИТОГО по 110 кВ</b>			<b>1429,215</b>	<b>2069,49</b>		
<b>35 кВ</b>						
1	КТ-3501/ 3502	ПС Колпашево – ПС Тогур	4,5	9	2	1977
2	КТ-3503	ПС Колпашево – ПС Колпашевская ПТФ	3,49	3,49	1	1987
3	КТ-3501П	отп ПС Колпашевская ПТФ	1,75	1,75	1	1987

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Продолжение таблицы П.2.3

4	КП-3504/ 3505	ПС Калиновая – ПС Пудино	43	86	2	1986
5	ПР-1016	ПС Парабель – ПС Инкино	46,46	46,46	1	1976
<b>ИТОГО по 35 кВ</b>			<b>99,2</b>	<b>146,7</b>		
<b>ИТОГО по СЭС</b>			<b>1528,415</b>	<b>2216,19</b>		
<b>ВОСТОЧНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ</b>						
<b>110 кВ</b>						
1	С-68,69	Асино 110 – Асино 220	4,76	9,52	2	1989
2	С-7а	Итатка – Асино110	32,6	32,6	1	1985
3	С-51	Асино110 – Первомайская	22,19	22,19	1	1988
4	С-52	Асино110 – Комсомольская	52,2	52,2	1	1972
5	С-52	отпайка на Первомайскую	6,4	6,4	1	1972
6	С-53	Комсомольская – Улу-Юл	45	45	1	1973
7	С-54	Улу-Юл – Сайга	43,8	43,8	1	1974
8	С-60	Асино 220 – Н. Николаевка	60,1	60,1	1	1973
9	С-67	Асино 220 – Н. Николаевка	47,8	47,8	1	1988
10	С-61,62	Асино110 – Зырянка	40,7	81,4	2	1977
11	С-61,62	Зырянка – Чердаты	30,8	61,6	2	1976
12	С-63,64	Чердаты – Тегульдет	87,3	174,6	2	1979
13	С-73,74	Н. Никол. – Батурино	72,4	144,8	2	1993
14	С-55	Сайга – Ягодное	30	30	1	1976
15	С-56	Ягодное – Белый Яр	28,2	28,2	1	1976
16	С-57	Белый Яр – Колпашево	63,12	63,12	1	1982
17	С-58,59	Белый Яр – Клюквинка	54,3	108,6	2	1988
18	С-65	Асино-110 – ДОК	2,6	2,6	1	
<b>ИТОГО по 110 кВ</b>			<b>724,27</b>	<b>1014,53</b>		
<b>35 кВ</b>						
1	Ц-8	Асино – Б. Дорохово	10,3	10,3	1	1974
2	Ц-10,11	Асино – Новиковка	16,3	32,6	2	1975
3	Ц-20	Б.Дорохово – Кировская	14,7	14,7	1	1977
4	Ц-1	Зырянка – Михайловка	24,2	24,2	1	1973

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Окончание таблицы П.2.3

5	Ц-2	Зырянка – Михайловка	22,8	22,8	1	1985
6	Ц-3	Зырянка – Дубровка	14,5	14,5	1	1975
7	Ц-6	Дубровка – Громышовка	20,6	20,6	1	1977
8	Ц-18,19	Михайловка – Высокое	15,4	30,8	2	1991
9	Ц-22,23	Чердаты – Кр.Горка	30,8	61,6	2	1985
10	Ц-4	Первомайская – Ежи	13,3	13,3	1	1976
11	Ц-12	Первомайская – Куяново	23,3	23,3	1	1977
12	Ц-13	Куяново – Берёзовка	20,4	20,4	1	1982
13	Ц-14	Берёзовка – Н. Мариинка	28,8	28,8	1	1983
14	Ц-15	Первомайская – Н. Мариинка	18,1	18,1	1	1979
15	Ц-16	Ежи – Сергеево	13	13	1	1980
17	Ц-17	Сергеево – Комсомольск	17,6	17,6	1	1980
<b>ИТОГО по 35 кВ</b>			<b>304,1</b>	<b>366,6</b>		
<b>ИТОГО по ВЭС</b>			<b>1028,37</b>	<b>1381,13</b>		
<b>Общая протяженность ВЛ 110-35 кВ ОАО «ТРК»</b>			<b>4681,055</b>	<b>6083,42</b>		
<b>Общая протяженность ВЛ 10 (6) кВ ОАО «ТРК»</b>			<b>7005,2</b>	-		
<b>Общая протяженность КЛ 10 (6) кВ ОАО «ТРК»</b>			<b>70,5</b>	-		
<b>Общая протяженность ВЛ 0,4 кВ ОАО «ТРК»</b>			<b>3434</b>	-		
<b>Общая протяженность КЛ 0,4 кВ ОАО «ТРК»</b>			<b>84,2</b>	-		

497373-СХ.1

Лист

Таблица П.2.4

Трансформаторная мощность подстанций по классам напряжения на конец отчетного периода (ОАО «ТРК»)

№ п/п	Наименование подстанции	Год постройки	Напряжение, кВ	Кол-во и установленная мощность тр-ров, ед./МВА
<b>Центральные электрические сети</b>				<b>143/1568,5</b>
<b>1. Трансформаторная мощность ПС 110 кВ – всего, в т.ч.:</b>				<b>64/1040,5</b>
1.1	ПС Бакчар	1973	110/35/10	2/12,6
1.2	ПС Бройлерная	1979	110/35/10	2/50
1.3	ПС Высокий ЯР	1983	110/35/10	2/20
1.4	ПС Гусево	1976	110/35/10	2/12,6
1.5	ПС Западная	1969	110/35/10	2/80,5
1.6	ПС Кандинка-110	1980	110/35/10	2/32
1.7	ПС Кожевниково	1966	110/35/10	2/20
1.8	ПС Коммунальная	1982	110/35/10	2/80
1.9	ПС Левобережная	1964	110/35/10	2/50
1.10	ПС Малиновка	1966	110/35/10	2/25
1.11	ПС Мельниково	1966	110/35/10	2/26
1.12	ПС Октябрьская	1964	110/35/10	2/80,5
1.13	ПС П-Дубровка	1975	110/35/10	2/32
1.14	ПС Пиковая	1995	110/35/6	2/32
1.15	ПС Рыбалово	1986	110/35/10	2/32
1.16	ПС Тунгусово	1972	110/35/10	2/12,6
1.17	ПС Турунтаево	1983	110/35/10	2/45
1.18	ПС Володино-110	1967	110/10	1/6,3
1.19	ПС Вороново	1968	110/35/10 110/10	2/16,3
1.20	ПС Итатка	1966	110/35/10 110/10	2/16,3
1.21	ПС Каргала	1987	110/35/10	2/20
1.22	ПС Каштак	1969	110/35/10	2/80,5
1.23	ПС Кривошеино	1987	110/10	2/32
1.24	ПС Маркелово	1971	110/10	2/12,6
1.25	ПС Молчаново	1970	110/10	1/6,3
1.26	ПС Молчановская НПС	1974	110/35/10	2/50
1.27	ПС Плотниково	1971	110/10	2/8,8
1.28	ПС Поротниково	1975	110/10	2/20
1.29	ПС С-Восточная	1989	110/10	2/32
1.30	ПС Семилужки	1985	110/10	2/32
1.31	ПС Солнечная	1987	110/10	2/32
1.32	ПС Уртам	1992	110/10	2/12,6
1.33	ПС Чилино	1968	110/35/10	2/20
<b>2. Трансформаторная мощность ПС 35 кВ – всего, в т.ч.:</b>				<b>79/528</b>
2.1	ПС Аэропорт	1974	35/10	1/5,6

Ивл. № подл.	Взамен инв. №
	Подпись и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

2.2	ПС Бабарькино	1977	35/10	2/4,3
2.3	ПС Баткат	1978	35/10	1/3,2
2.4	ПС Богатырёвка	1988	35/10	2/3,2
2.5	ПС Богашево	1958	35/10	2/15
2.5	ПС Бушуево	1987	35/10	2/3,2
2.7	ПС Вершинино	1993	35/10	2/12,6
2.8	ПС Водозабор	1983	35/10	2/12,6
2.9	ПС Воронино	1985	35/10	2/5
2.10	ПС Заводская	1964	35/10	2/20
2.11	ПС Заря	1970	35/10	2/8
2.12	ПС Зоркальцево	1969	35/10	2/8
2.13	ПС Калтай	1988	35/10	2/8
2.14	ПС Кафтанчиково	1971	35/10	1/4
2.15	ПС Кисловка	1978	35/10	2/10,3
2.16	ПС Копылово	1961	35/10	2/16,3
2.17	ПС Корнилово	1977	35/10	2/5
2.18	ПС Красный Яр	1987	35/10	2/5
2.19	ПС Кудиновка	1980	35/10	1/6,3
2.20	ПС Кузовлево	1976	35/10	2/12,6
2.21	ПС Лоскутово	1984	35/10	2/8,8
2.22	ПС Мазалово	1986	35/10	1/10
2.23	ПС Малобрагино	1988	35/10	1/2,5
2.24	ПС Мирный	1977	35/10	2/3,2
2.25	ПС Могочино	1987	35/10	2/8
2.26	ПС Монастырка	1975	35/10	1/2,5
2.27	ПС Моряковка	1971	35/10	2/12,6
2.28	ПС Н-Архангельская	1972	35/10	2/13,2
2.29	ПС Наумовка	1983	35/10	2/4,1
2.30	ПС Нелюбино	1966	35/10	2/4,1
2.31	ПС Новая Бурка	1980	35/10	1/2,5
2.32	ПС Парбиг	1974	35/10	2/5
2.33	ПС Петрово	1983	35/10	2/5
2.34	ПС Победа	1983	35/10	1/4
2.35	ПС Правобережная	1955	35/6	2/32
2.36	ПС Самусь	1952	35/6	2/13,2
2.37	ПС Свинокомплекс	1978	35/10	2/20
2.38	ПС Северная	1962	35/6	2/50
2.39	ПС ТИЗ	1968	35/6	2/50
2.40	ПС Томская ПТФ	1980	35/10	2/8
2.41	ПС Туганская ПТФ	1971	35/10	2/6,5
2.42	ПС Центральная	1960	35/6	2/32
2.43	ПС Ювала	1968	35/10	2/12,6
2.44	ПС Южная	1954	35/6	2/50
2.45	ПС Киреевск	2011	35/6	1/6,3
<b>Северные электрические сети</b>				<b>51/814,6</b>
<b>1. Трансформаторная мощность ПС 110 кВ – всего, в т.ч.:</b>				<b>41/742,9</b>
1.1	ПС Александрово	1982		2/32
1.2	ПС Вахская	1979		3/66
1.3	ПС Игольская	1990		2/50

Изм. № подл.	
Подпись и дата	
Взамен инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист
------	---------	------	-------	---------	------	-------------	------

1.4	ПС Калиновая	1987		2/50
1.5	ПС Катыльга	1977		
1.6	ПС Колпашево	1972		2/80
1.7	ПС Лугинецкая	1984		2/50
1.8	ПС Малореченская	1988		2/41
1.9	ПС Останино	1987		2/32
1.10	ПС Первомайское М/Р	1984		2/50
1.11	ПС Стрежевская	1972		2/50
1.12	ПС Кол. Гривы	1970		2/12,6
1.13	ПС Ломовая	1986		2/12,6
1.14	ПС Новоильинка	1984		1/6,3
1.15	ПС Парабель КС	1980		2/50
1.16	ПС Первомайская НПС	1987		2/50
1.17	ПС Подгорное	1971		2/16,3
1.18	ПС Раздольное	1981		2/50
1.19	ПС Тарск	1984		2/12,6
1.20	ПС Типсино	1991		2/12,6
1.21	ПС Усть-Бакчар	1976		2/12,6
1.22	ПС Чажемто-110	1972		1/6,3
<b>2. Трансформаторная мощность ПС 35 кВ – всего, в т.ч.:</b>				<b>10/71,7</b>
2.1	ПС Аэропорт	1988		2/6,5
2.2	ПС Пром. зона	1992		2/20
2.3	ПС ПТФ	1991		2/12,6
2.4	ПС Пудино	1983		2/12,6
2.5	ПС Тогур	1977		2/20
<b>Восточные электрические сети</b>				<b>50/336,9</b>
<b>1. Трансформаторная мощность ПС 110 кВ – всего, в т.ч.:</b>				<b>27/276</b>
1.1	ПС Асино-110	1964	110/10	2/80
1.2	ПС Зырянка	1967	110/10	2/30
1.3	ПС Комсомольская	1971	110/10	1/10
1.4	ПС Первомайская	1975	110/10	2/20
1.5	ПС Чердаты	1977	110/10 35/10	4/16,2
1.6	ПС Батурино	1993	110/10	2/8,8
1.7	ПС Белый Яр	1977	110/10	2/20
1.8	ПС ДОК	1980	110/10	2/28,2
1.9	ПС Ключвинка	1988	110/10	2/12,6
1.10	ПС Н-Николаевка	1979	110/10	2/12,6
1.11	ПС Сайга	1977	110/10	2/5
1.12	ПС Тегульдет	1979	110/10	2/20
1.13	ПС Улу-Юл	1972	110/10	1/6,3
1.14	ПС Ягодное	1979	110/10	1/6,3
<b>2. Трансформаторная мощность ПС 35 кВ – всего, в т.ч.:</b>				<b>25/65,1</b>
2.1	ПС Березовка	1988	35/10	2/2,6
2.2	ПС Б.-Дорохово	1974	35/10	2/5
2.3	ПС Высокое	1990	35/10	2/5
2.4	ПС Громышовка	1977	35/10	1/1,6

Ивл. № подл.	
Подпись и дата	
Взамен ивл. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

497373-СХ.1

Лист

2.5	ПС Дубровка	1975	35/10	1/2,5
2.6	ПС Ежи	1976	35/10	1/6,3
2.7	ПС Кировская	1986	35/10	2/5
2.8	ПС Кр. Горка	1996	35/10	2/2
2.9	ПС Куяново	1978	35/10	2/6,5
2.10	ПС Михайловка	1973	35/10	2/6,5
2.11	ПС Новиковка	1978	35/10	2/8,8
2.12	ПС Новомариинка	1981	35/10	2/5
2.13	ПС Сергеево	1980	35/10	2/2,6
2.14	ПС Чулым	*	35/10	2/8

Таблица П.2.5

Протяженность ВЛ по классам напряжения на конец отчетного периода  
(ОАО «СХК»)

Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Длина, км	Количество цепей	Год ввода в эксплуатацию
ТЭЦ СХК – ПС Восточная (Т-201)	220	23,832	2	1963
ПС ЭС-2 – ПС Восточная (Т-202)	220	20,288	2	1963
ПС ЭС-2 – ПС Томская (Т-205)	220	14,847	2	1994
ПС ЭС-2 – ГПП-220 (Т-214)	220	14,847	2	1994
ПС ЭС-1 – ПС ЭС-2 (Л-3)	220	2,66	1;2	1967

Таблица П.2.6

Трансформаторная мощность подстанций классом напряжения 110 кВ на конец отчетного периода (ОАО «ГЭС»)

Наименование ПС	Год ввода	Напряжение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, МВА
ГПП-701	1964	110/10	2/15
ГПП-702	1976	110/10	2/16

Таблица П.2.7

Протяженность ВЛ по классам напряжения на конец отчетного периода  
(ОАО «Томскнефть» ВНК)

Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Длина по трассе, км	Количество цепей	Год ввода в эксплуатацию
ПС Игольская – ПС Двуреченская (С-140, С-141)	110	96,6	2	2003
ПС Двуреченская – ПС Катыльгинская (С-97, С-98)	110	136,2	2	2003

Изм. № подл.	Изм. № подл.
Подпись и дата	Подпись и дата
Взамен инв. №	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

Таблица П.2.8

Трансформаторная мощность подстанций классом напряжения 110 кВ на конец отчетного периода (ОАО «Томскнефть» ВНК)

Наименование ПС	Год ввода	Напряжение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, МВА
ПС Игольская	2002	110/35/6	2/25
ПС Западно-Моисеевская	2003	110/35/6	2/25
ПС Крапивинская	2002	110/35/6	2/25
ПС Двуреченская	2003	110/35/6	2/25
ПС Катильгинская	1979	110/35/6	2/25
ПС Новый Васюган	2008	110/10	2/6,3
ПС Григорьевская	2010	110/35/6	2/16

Таблица П.2.9

Протяженность ВЛ по классам напряжения на конец отчетного периода (ООО «Горсети», г. Томск)

Объекты электросетевого хозяйства	Общая протяженность линий электропередачи, км
<b>КВЛ 6/10 кВ</b>	994,998
<b>КВЛ 0,4 кВ</b>	1153,342
<b>Суммарная протяженность линий электропередачи</b>	2148,340

Таблица П.2.10

Трансформаторная мощность подстанций на конец отчетного периода (ООО «Горсети», г. Томск)

Объекты электросетевого хозяйства	Существующие технологические показатели
<b>Трансформаторная мощность подстанции, МВА</b>	947,60
<b>Суммарная установленная мощность, МВт</b>	947,60

Изм. № подл.	Изм. № подл.
Подпись и дата	Подпись и дата
Взамен инв. №	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	497373-СХ.1	Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Таблица П.2.11

Вводы мощности и потребность в инвестициях в сетевые объекты на период 2013 – 2018 гг.  
(ОАО «ФСК ЕЭС»)

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Наименование	Ввод, км/ МВА/ МВАр	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Всего, млн. руб	Примечание (назначение объекта)
								Инвест., млн. руб.	Инвест., млн. руб.	Инвест., млн. руб.	Инвест., млн. руб.	Инвест., млн. руб.	Инвест., млн. руб.	Инвест., млн. руб.		
						Объекты нового строительства и реконструкции, в т.ч.:	745/2738/ 464	197,15	372,42	6967,14	10851,81	8264,98	924,70	922,80	28501,00	
						Объекты нового строительства	745/1336/ 360	167,45	182,14	6165,50	9577,66	7344,98	-	-	23437,73	
						ВЛ 500 кВ Нижевартовская ГРЭС – Советско- Соснинская с ОРУ 500 кВ Советско- Соснинская	35 км 501+167 МВА	7,79	57,78	2232,68	2232,68	-	-	-	4530,93	<b>Необходимость реализации данного мероприятия:</b> 1. Создание прямой межсистемной связи ОЭС Сибири с ОЭС Урала. 2. Фактический переток в указанном сечении достигает максимально допустимых значений (255 МВт), в связи с чем вывод в ремонт ВЛ 220 кВ Нижевартовская ГРЭС – Советско-Соснинская может потребовать оперативных мер по снижению перетока в сечении и ограничению потребителей (МДП в зимний период – 240 МВт). 3. В аварийных ситуациях электроснабжение потребителей северной части Томской энергосистемы со стороны ПС 500 кВ Томская не возможно в полном объеме по условию допустимой токовой загрузки линий и подстанционного оборудования

497373-СХ.1

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата											
						497373-СХ.1										
						ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская – Парабель	340 км	85,87	78,00	100,97	3513,13	3513,13	-	-	7291,1	транзита 220 кВ Томск – Нижневартовск и обеспечения статической устойчивости нагрузок. Подключение новых потребителей в северной части Томской энергосистемы без сетевого строительства не возможно.
						ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с ОРУ 500 кВ Парабель	370 км 501+167 МВА ШР 180 МВАр УШР 180 МВАр	73,79	46,36	3831,85	3831,85	3831,85	-	-	11615,7	<b><u>Необходимость реализации данного мероприятия:</u></b> 1. Создание прямой межсистемной связи ОЭС Сибири с ОЭС Урала. 2. Фактический переток в указанном сечении в полной схеме достигает зимой – 289 МВт, летом – 230 МВт, в связи с чем вывод в ремонт одной цепи ВЛ 220 кВ Томская – Володино может потребовать оперативных мер по снижению перетока в сечении Томск – Левобережье и ограничению потребителей. Подключение новых и увеличение нагрузки существующих потребителей становится затруднительным, в связи с увеличением перетока в указанном сечении.
						Лист										



Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата											нагрузок города Стрежевой и нефтегазодобывающего комплекса											
						ПС 220 кВ Советско-Соснинская. (Замена существующих АТ)	375 МВА	22,88	117,23	294,04	354,15	-	-	-	788,30		<p><b>Необходимость реализации данного мероприятия:</b></p> <p>1. Отключение одного из АТ приводит к перегрузу оставшихся в работе АТ более чем на 25 %. Отключение 1 СШ 220 или 110 кВ приводит к отключению двух АТ и перегрузу оставшегося в работе АТ более чем на 200%. Вывод в ремонт одного из АТ может потребовать оперативных мер по снижению перетока и ограничению потребителей.</p> <p>В связи с сверхнормативным сроком эксплуатации и ухудшенным техническим состоянием существующих АТ.</p>										
497373-СХ.1																											
																Лист											

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Таблица П.2.12

Вводы мощности (новые/замена), включая технологическое присоединение и потребность в инвестициях в сетевые объекты  
ОАО «ТРК» на 2014-2018 гг.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	№ п/п	Наименование	2013		2014		2015		2016		2017		2018		Всего 2014-2018	
								ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.
						А	Б	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
						1.	Новое строительство	0 км; 0 МВА	1,336	23 км, 1,4 МВА	62,215	0 км; 0 МВА	-	0 км; 0 МВА	-	0 км; 0 МВА	-	0; 0 МВА	118,398	33 км, 14 МВА	180,613
						1.1.	Всего вводы по ВЛ 0,4-110 кВ	0 км; 0 МВА	1,336	23 км, 1,4 МВА	62,215	0 км; 0 МВА	-	0 км; 0 МВА	-	0 км; 0 МВА	-	0; 0 МВА	-	23 км, 1,4 МВА	62,215
						1.1.1.	Вводы по ВЛ 110 кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
						1.1.2.	Вводы по ВЛ 35-0,4 кВ	0; 0 МВА	1,336	23 км, 1,4 МВА	62,215	0; 0 МВА	-	0; 0 МВА	-	0; 0 МВА	-	0; 0 МВА	-	23 км, 1,4 МВА	62,215
							Строительство ВЛ-0,4кВ с установкой КТП в п. Победа		1,336												-
							Строительство ВЛ-10/0,4 кВ в п. Светлый	-	-	9 км, 0,5 МВА	23,120	-	-	-	-	-	-	-	-	6,6 км, 0,5 МВА	23,120
							Строительство ВЛ-10/0,4 кВ в с. Дзержинское	-	-	6,6 км, 0,5 МВА	19,562	-	-	-	-	-	-	-	-	6,6 км, 0,5 МВА	19,562
							Строительство ВЛ-10/0,4 кВ в д. Киргизка	-	-	7,4 км, 0,4 МВА	19,533	-	-	-	-	-	-	-	-	7,4 км, 0,4 МВА	19,533
						1.2.	Всего вводы по ПС 0,4-110 кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10 км, 12,6 МВА	118,398	10 км, 12,6 МВА	118,398

497373-СХ.1

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	497373-СХ.1												10 км, 12,6 МВА	118,398	10 км, 12,6 МВА	118,398													
																		1.2.1.	Вводы ПС 110 кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
																			Строительство ПС 35/10 кВ "Родник" 2х6,3 МВА с заходами ВЛ 3580, 3581	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10 км, 12,6 МВА	118,398	10 км, 12,6 МВА	118,398
																		1.2.2.	Вводы по ПС 0,4-35 кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,000	
																		2.	Реконструкция и техническое перевооружение (замена оборудования)	10,2 км, 52,1 МВА	317,439	24,7 км, 16,8 МВА	232,752	31,2 км, 1,4 МВА	218,899	11,9 км, 8,8 МВА	273,012	36,8 км, 1,1 МВА	286,657	4,3 км	101,357	108,9 км, 28 МВА	1112,677	
																		2.1.	Всего замена по ВЛ 110-0,4 кВ	10,2 км, 2,1 МВА	34,024	24,7 км, 0,8 МВА	71,800	31,2 км, 1,4 МВА	112,392	11,9 км, 0,8 МВА	88,473	36,8 км, 1,1 МВА	131,926	4,3 км	61,914	108,9 км, 4 МВА	466,505	
																		2.1.1.	Замена по ВЛ 110 кВ	-	4,322	2,7 км	3,800	-	-	-	-	-	4,280	-	5,136	2,7 км	13,216	
																			Реконструкция ВЛ 110 кВ С-52 "Асино 220-Комсомольская" с заменой фундаментов металлических опор	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,280	-	-	-	4,280	
																			Реконструкция грозозащиты ВЛ-110 кВ С-91/92 "Чапаевка-Катыльга"	-	4,322	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
																			Реконструкция ВЛ 110 кВ С-54 "Улу-Юл - Сайга" с заменой фундаментов металлических опор	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,136	-	5,136	
	Реконструкция ВЛ-110 кВ С-61/62 "Асино-Чердаты" с заменой провода	-	-	2,7 км	3,800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,800																			
Лист																																		

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	497373-СХ.1	2.1.2.	Замена по ВЛ 35-0,4 кВ	10,2 км, 2,1 МВА	29,702	22 км, 0,8 МВА	68,000	31,2 км, 1,4 МВА	112,392	11,9 км, 0,8 МВА	88,473	36,8 км, 1,1 МВА	127,646	4,3 км	56,778	106,2 км, 4 МВА	453,289				
																							Реконструкция ВЛ 10/04 от ТП П-1-8 с заменой провода на СИП, установкой выносного учета.	7,490	-	7,490
																							Реконструкция ВЛ-10кВ ф. Л-17 с установкой реклоузера, с заменой голого провода на СИП 3-СИП 1х95	2,1 км	4,788	4,788
																							Реконструкция ВЛ-10кВ ПО-4 Замена голого провода на СИП 3-СИП 1х70	4,2 км	7,082	7,082
																							Реконструкция ВЛ-10кВ ф. Л-15 с установкой реклоузера	4,415	-	4,415
																							Реконструкция ВЛ-10кВ МК-5 Замена голого провода на СИП 3-СИП 1х95	9,6 км	16,078	16,078
																							Реконструкция ВЛ-10кВ ф. А-31, ВЭС(установка реклоузера)	1,926	-	1,926
																							Реконструкция ВЛ-10кВ ф. Л-13 с установкой реклоузера, с заменой голого провода на СИП 3-СИП 1х70	3 км	6,367	6,367
																							Реконструкция ВЛ 10/04 от ТП К-18-8 с заменой провода на	2,9 км	4,815	4,815
																							Лист			

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	497373-СХ.1	СИП, установкой выносного учета по зоне ВЭС.														
							Реконструкция ЗТП А-27-8 с заменой маслянных выключателей на вакуумные						-	5,243		-		-	5,243		
							Реконструкция сети 0,4 кВ от ТП А-21-6 с заменой кабельной сети на СИП											3,852	3,852		
							Реконструкция сети 0,4 кВ от ТП А-30-2 с заменой кабельной сети на СИП											2,2 км	3,638	3,638	
							Реконструкция ВЛ-0,4 кВ для обеспечения качества электроэнергии у потребителей по зоне ЦЭС			-	-	-	-	8,000	-	10,000		12,000	14,000	-	44,000
							Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с заменой провода на СИП и установкой КТП д. Кисловка, д. Барабинка, с. Дзержинское	1,7 км, 1,2 МВА	3,497	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
							Реконструкция ВЛ-35кВ 3518 ПС"Лоскутово"- ПС"Вершинино" с заменой деревянных опор на ж/б, провода АС-70, изоляторов	-	-	-	-	-	-	-	-	4 км	13,600	-	-	-	13,600
							Реконструкция ВЛ-35 кВ 3540 ПС "Турунтаево" - ПС "Заря"	-	-	-	-	9 км	14,500	-	-	-	-	-	-	-	14,500
							Реконструкция ВЛ-10кВ ф. А-22, ВЭС(установка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.																			
Колуч.																			
Лист																			
№ док																			
Подп.																			
Дата																			
497373-СХ.1																			
Лист																			

реклоузера)																			
Реконструкция ВЛ-10кВ ф. ПР-1020, СЭС (установка реклоузера)	-	-	13 км	-	-	-	-	-	-	-	-	12,904	-	-	-	-	-	-	<b>12,904</b>
Реконструкция ВЛ-10кВ с. Чажемто СЭС, установка реклоузеров	-	-	-	23,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>23,000</b>
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ по зоне ЦЭС, СЭС, ВЭС с заменой опор, провода на СИП и КТП	7 км, 0,5 МВА	23,027	9 км, 0,8 МВА	45,000	9 км, 0,8 МВА	63,000	9 км, 0,8 МВА	64,000	9 км, 0,8 МВА	45,000	30,500	43 км, 3,7 МВА	<b>247,500</b>						
Реконструкция ВЛ-0,4кВ с заменой КТП по зоне ЦЭС, СЭС	1,5 км, 0,4 МВА	3,178	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5 км, 0,4 МВА	-						
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с заменой провода на СИП и установкой КТП с. Тимирязевское	-	-	-	-	-	5,204	-	-	-	-	-	-	5,204						
Реконструкция ВЛ 0,4 кВ с. Апрель Томского р-на	-	-	-	-	3 км	5,659	-	-	-	-	-	3 км	5,659						
Реконструкция ВЛ-0,4кВ. От ТП К-3-5, Зырянский РЭС. Замена опор, провода на СИП и КТП-10/0,4кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5 км, 0,3 МВА	5,200	-	2,5 км, 0,3 МВА	5,200						
Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП ПО-1-3 Рыбаловский РЭС, Томский район с заменой провода на СИП и КТП 10/0,4 кВ	-	-	-	-	2,3 км, 0,4 МВА	3,578	-	-	-	-	-	2,3 км, 0,4 МВА	3,578						

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	497373-СХ.1										Лист													
																	Реконструкция ВЛ-0,4кВ от КТП П-1016-13 замена провода на СИП, КТП-160кВа Чаинский район, с. Варгатер	-	-	-	-	0,8 км	1,985	-	-	-	-	0,8 МВА	1,985
																	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП П-6-9, П-6-10, в с. Ежи Первомайского района. Замена опор, провода на СИП.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
																	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП БЯ-2-2, с установкой выносного коммерческого учета в п.Палочка Верхнекетского района. Замена опор, провода на СИП	-	-	-	-	2,2 км, 0,2 МВА	3,856	-	-	-	-	2,2 км, 0,2 МВА	3,856
																	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с заменой провода на СИП с. Батурино	-	-	-	-	4,9 км	6,610	-	-	-	-	4,9 км	6,610
																	<b>2.2. Всего замена по ПС 110-0,4 кВ</b>	<b>50 МВА</b>	<b>283,415</b>	<b>16 МВА</b>	<b>160,952</b>	-	<b>106,507</b>	<b>8 МВА</b>	<b>184,539</b>	-	<b>154,731</b>	-	<b>39,443</b>
<b>2.2.1. Замена по ПС 110 кВ</b>	<b>50 МВА</b>	<b>195,317</b>	-	<b>52,061</b>	-	<b>33,107</b>	-	<b>68,689</b>	-	<b>149,033</b>	-	<b>39,443</b>	-	<b>342,333</b>															
	Реконструкция ПС 110 кВ "Чажемто" с заменой ЩСН, устройством дуговой защиты, замена кабельного хозяйства, восстановление ОБР, установка регистратора аварийных событий.											5,350		5,350															

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																
						497373-СХ.1	Реконструкция ПС 110 кВ "Усть-Бакчар", замена ЩСН, СОПТ с установкой АУОТ М с АБ и 2 УКП, устройство дуговой защиты, замена кабельного хозяйства, ОБР, установка регистратора аварийных событий, замена защит СВ-110 кВ, силовых трансформаторов.														
							6,420	<b>6,420</b>													
497373-СХ.1	Реконструкция ПС Коломинские Гривы с заменой устройств РЗА ВЛ-110 кВ С-35, С-27, С-26 на современные РЗА с обеспечением функций ближнего резервирования защит, восстановление ОБР, замена ОСИ на полимерные, замена ТН-110 кВ и кабельных связей.																				
	21,161	<b>21,161</b>																			
497373-СХ.1	Реконструкция ПС 110/10кВ «Молчаново». Реконструкция ОРУ с заменой ОД-КЗ-110 Т-1 на вакуумный выключатель типа ВВП-110, и с заменой трансформатора тока на С-26, замена ОСИ 110 кВ на полимерные, замена разрядников на ОПН																				
	6,512	<b>6,512</b>																			
Лист																					

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	497373-СХ.1	Лист													
								Реконструкция ПС 110/35/10кВ Стрежевская. Замена ТН-35кВ НТМИ на НАМИ	0,597										<b>0,597</b>	
								Реконструкция ПС 110/35/6 кВ "Игольская"	12,999											<b>12,999</b>
								Реконструкция ПС-110 ДОК. Замена масляных выключателей 6кВ на вакуумные с комплектом РЗА на микропроцессорной основе	9,273	-	-	-								<b>9,273</b>
								Реконструкция ПС 110 кВ Первомайская НПС	15,172	-	-	-								-
								Реконструкция ПС 110 кВ "Первомайская НПС". Замена основного и вспомогательного оборудования									18,063		-	<b>18,063</b>
								Реконструкция ПС 110 кВ "Первомайская НПС". Замена разрядников на ОПН											-	-
								Реконструкция ПС Игольская, реконструкция оперативной блокировки на разъединителях		-	-	-	-	-	-	-	4,570	-	-	-



Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата																
						497373-СХ.1	дифференциальной защиты шин 35кВ														
							Реконструкция ПС 110 кВ "Коммунальная". Замена ОД-110 кВ на элегазовые выключатели, замена разрядников на ОПН, реконструкция РЗА трансформаторов, устройств РЗА ВЛ-110 кВ С9, замена масляных выключателей на вакуумные, замена ОСИ 110 кВ на полимерные	-	-	-	-	-	-	-	29,815	-	-	-	-	-	<b>29,815</b>
							Реконструкция РЗА ПС 110 кВ "Левобережная", замена разрядников на ОПН										35,310			-	<b>35,310</b>
							Реконструкция ПС "Левобережная" с заменой аппаратуры центральной сигнализации и зарядно-подзарядных агрегатов ЩПТ	-	6,247	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
							Реконструкция ПС "Северо-Восточная" с заменой ячеек, ОСИ, разрядников на ОПН	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,585	-	-	-	<b>6,585</b>
Реконструкция ПС 110кВ Парабель КС. Модернизация РЗА трансформаторов Т1, Т2, замена ОСИ 110 кВ на полимерные	-	-	-	-	-		5,109	-	-	-	-	-	-	-	<b>5,109</b>						
Лист																					

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата																														
						497373-СХ.1																													
																				Реконструкция ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Коммунальная, ПС 110 кВ Октябрьская с заменой устройств РЗА 35 кВ	-	-	-	-	-	6,455	-	-	-	-	-	-	6,455		
																				Реконструкция ПС 110 кВ "Останинская". Замена масляных выключателей на вакуумные, установка дуговой защиты, замена разрядников на ОПН											17,394			-	17,394
																				Реконструкция ПС 110кВ Александровская. Установка АУОТ М ч АБ и 2 УКП, замена ОСИ 110 кВ на полимерные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,963	-	-	5,963	
																				Реконструкция ПС 110 кВ "Асино". Замена масляных выключателей на вакуумные, замена ОСИ 110 кВ на полимерные, замена разрядников на ОПН	-	-	-	3,257	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,257	
Реконструкция ПС 110 кВ "Игольская". Замена ОСИ 110 кВ на полимерные	-	0,734	-	-	-															-	-	-	-	-	-	-	-	-							
Реконструкция ПС 110 кВ "Кандинка". Замена ОД-КЗ 35-110 кВ на вакуумные выключатели с комплектом РЗА, замена ОСИ 110 кВ на полимерные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,912	-	-	25,912																					
Лист																																			



Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата																		
						497373-СХ.1	мерные, замена разрядников на ОПН																
							Реконструкция ПС 110 кВ "Гусево". Замена ОД-КЗ 35-110 кВ на вакуумные выключатели с комплектом РЗА, замена ОСИ 110 кВ на полимерные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,806	-	-	<b>12,806</b>			
							Реконструкция ПС 110 кВ "Семилужки". Замена ОД-КЗ 35-110 кВ на вакуумные выключатели с комплектом РЗА, замена ОСИ 110 кВ на полимерные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,791	-	-	<b>12,791</b>			
							Реконструкция ПС 110 кВ "Стрежевская" с установкой дугогасящих реакторов и дуговой защиты	-	-	-	-	-	-	-	9,900	-	-	-	-	<b>9,900</b>			
							<b>2.2.2. Замена по ПС 35-0,4 кВ</b>	-	<b>88,098</b>	<b>16 МВА</b>	<b>108,891</b>	-	<b>73,400</b>	<b>8 МВА</b>	<b>115,850</b>	-	<b>5,698</b>	-	-	<b>24 МВА</b>	<b>303,839</b>		
Реконструкция ПС 35 кВ Аэропорт с заменой трансформаторов (с установкой второго трансформатора), реконструкция ОРУ 35, КРУ 10. Организация телеуправления оборудования подстанции								8 МВА	68,900					<b>8 МВА</b>	<b>68,900</b>								
Лист																							

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата												497373-СХ.1	Лист																	
																			Перемещение трансформаторов 35/10 кВ ПС 35/10 кВ «Петрово» и ПС 35 кВ «Корнилово»					4,459										4,459	
																			Реконструкция ПС 35кВ Правобережная		86,449			-											-
																			Реконструкция ПС 35кВ Северная (с организацией телесигнализации и телеуправления, с созданием каналов связи)	-	-	-	19,051	-	61,730	-	-	-	-	-	-				80,781
																			Реконструкция ПС 35 кВ «Центральная». Замена вводных ячеек 6 кВ	-	1,649	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-
																			Реконструкция ПС 35 кВ Правобережная с заменой трансформаторов 2х16 на 3х16	-	-	16 МВА	85,381	-	-	-	-	-	-	-	-		16 МВА		85,381
Реконструкция ПС 35 кВ "Южная". Реконструкция щита постоянного тока с заменой зарядно-подзарядных агрегатов., ЩСН, ЩПТ, замена АБ на необслуживаемую, модернизация РЗА трансформаторов, замена ячеек на вакуумные (38 ячеек), установка дуговой защиты.	-	-	-	-	-	-	-	-	46,950	-	-	-				46,950																			





Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Таблица П.2.13

Вводы мощности (новые/замена), включая технологическое присоединение и потребность в инвестициях в сетевые объекты  
 ООО «Горсети» (отчет 2012 г., прогноз ИПР до 2018 г.)

№ п/п	Наименование	2012 год (факт)		2013 год		2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		Всего 2013-2018 гг.	
		ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции, млн руб.	ввод км, МВА	инвестиции млн руб.
А	Б	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1.	Новые вводы (новое строительство и расширение), в т.ч.	5,783	96,351	7,67	95,823	5,36	97,539	5,36	97,539	5,36	97,539	5,36	97,539	5,36	97,539	34,47	583,518
1.1.	Вводы по ВЛ 35 - 0,4 кВ (суммарные вводы)	50,06	39,352	37,62	41,545	40,116	42,875	40,116	42,875	40,116	42,875	40,116	42,875	40,116	42,875	238,2	255,92
1.2.	Всего вводы по ВЛ (п.1.1+п.1.2)	50,06	39,352	37,62	41,545	40,116	42,875	40,116	42,875	40,116	42,875	40,116	42,875	40,116	42,875	238,2	255,92
1.3.	Вводы по ПС 0,4-35 кВ (суммарные вводы)	5,783	7,899	7,67	9,866	5,36	9,612	5,36	9,612	5,36	9,612	5,36	9,612	5,36	9,612	34,47	57,926
1.4.	Всего вводы по ПС (п.1.4+п.1.5)	5,783	7,899	7,67	9,866	5,36	9,612	5,36	9,612	5,36	9,612	5,36	9,612	5,36	9,612	34,47	57,926
1.5.	Установка приборов учета и оборудования в трансформаторных подстанциях		49,1		44,412		45,052		45,052		45,052		45,052		45,052		269,672
2.	Суммарные капиталовложения на новое строительство и замену сетей, всего (п.1+п.2)		96,351		95,823		97,539		97,539		97,539		97,539		97,539		583,518

497373-СХ.1

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

**Приложение 3 Основные мероприятия и капитальные вложения в развитие объектов теплоэнергетики и электрических сетей, необходимые для реализации Программы перспективного развития электроэнергетики Томской области на период 2013-2018 годов.**

Таблица П.3.1

№ п/п	Наименование показателя	Кол-во, шт. ед.изм. км/МВА/ МВАр	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Всего (2014-2018) млн. руб.
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
	<b>Объекты теплоэнергетики</b>								
<b>1</b>	<b>Томский филиал ОАО «ТГК-11»</b>		<b>712,620</b>	<b>531,090</b>	<b>719,995</b>	<b>586,161</b>	<b>594,025</b>	<b>663,719</b>	<b>3094,991</b>
1.1	Проекты по повышению надежности и поддержанию технического состояния оборудования:		417,695	350,038	378,038	418,519	379,066	503,570	2029,231
	Томская ГРЭС-2		139,936	117,355	183,808	168,062	115,419	222,962	807,606
	Томская ТЭЦ-3		38,299	15,524	23,710	36,199	52,023	72,228	199,684
	Томская Пиковая резервная котельная		58,576	51,305	19,078	35,948	26,504	8,831	141,666
	Тепловые сети Томского филиала		180,884	165,854	151,442	178,310	185,120	199,549	880,275
1.2	Программа экономии ТЭР		29,190	34,756	25,599	39,704	93,148	-	193,207
1.3	Прочие инвестиции в форме капитальных вложений		265,735	146,296	316,358	127,938	121,811	160,149	872,553
<b>2</b>	<b>ТЭЦ СХК</b>		<b>450,00</b>						
2.1	Реконструкция котла №3		240,00	-	-	-	-	-	-
2.2	Реконструкция топливоподачи		210,00	-	-	-	-	-	-
<b>3</b>	<b>ОАО «Томскнефть»</b>		<b>1300,00</b>						
3.2	ГТЭС «Двуреченская» 24 МВт		1300,00	-	-	-	-	-	-

497373-СХ.1

Лист

Инв. № подлин.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Окончание таблицы П.3.1

№ п/п	Наименование показателя	Кол-во, шт., ед. изм. км/МВА/ МВАр	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Всего (2014-2018) млн. руб.
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
	<b>Электрические сети Томской ЭЭС</b>								
4	<b>Сети 220 кВ и выше (Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» ТПМЭС)</b>	<b>745/2738/ 464</b>	<b>372,42</b>	<b>6967,14</b>	<b>10851,81</b>	<b>8264,98</b>	<b>924,70</b>	<b>922,80</b>	<b>27931,43</b>
4.1	Новое строительство электрических сетей	745/1336/360	182,14	6165,50	9577,66	7344,98	-	-	23088,14
4.2	Замена оборудования (реконструкция и техническое перевооружение)	0/1402/104	190,28	801,64	1274,15	920,00	924,70	922,80	4843,29
5	<b>Сети до 110 кВ (ОАО «ТРК»)</b>	<b>141,9/42</b>	<b>318,775</b>	<b>294,967</b>	<b>218,899</b>	<b>273,012</b>	<b>286,657</b>	<b>219,755</b>	<b>1293,29</b>
5.1	Новые вводы (новое строительство и расширение)	33/14	1,336	62,215	-	-	-	118,398	180,613
5.2	Замена оборудования (реконструкция и техническое перевооружение)	108,9/28	317,439	232,752	218,899	273,012	286,657	101,357	1112,677
6	<b>Сети до 10/0,4 кВ (ООО «Горсети»)</b>	<b>200,580/ 26,800</b>	<b>95,823</b>	<b>97,539</b>	<b>97,539</b>	<b>97,539</b>	<b>97,539</b>	<b>97,539</b>	<b>487,695</b>
6.1	Суммарные капитальные вложения в реконструкцию и замену сетей	<b>200,580/ 26,800</b>	<b>95,823</b>	<b>97,539</b>	<b>97,539</b>	<b>97,539</b>	<b>97,539</b>	<b>97,539</b>	<b>487,695</b>

497373-СХ.1

Лист

