



У К А З
ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

23 июля 2015 года

№ 179-уг

Иркутск

**Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики
Иркутской области на 2016 - 2020 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», руководствуясь статьей 59 Устава Иркутской области,

ПО С Т А Н О В Л Я Ю:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области на 2016 - 2020 годы (прилагается).
2. Настоящий указ подлежит официальному опубликованию.

Временно исполняющий
обязанности Губернатора
Иркутской области

С.В. Ерошенко

УТВЕРЖДЕНА
указом Губернатора
Иркутской области
от 23 июля 2015 года № 179-уг

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2016-2020 ГОДЫ

РАЗДЕЛ I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Глава 1. Общая характеристика Иркутской области

Иркутская область является субъектом Российской Федерации (РФ), входит в состав Сибирского федерального округа РФ (СФО) и занимает территорию площадью 774,8 тыс. кв. км, что составляет 4,6% территории РФ (6-е место среди регионов РФ). Она расположена на юге Восточной Сибири. Административный центр – город Иркутск с численностью населения 612,7 тыс. чел.

Существующая система административно-территориального устройства Иркутской области включает 10 городских округов, 32 муниципальных района, 65 городских поселений и 361 сельских поселения.

Население Иркутской области на 01.01.2014 г. составляет 2418,3 тыс. чел., что соответствует 1,68% населения РФ. Преобладает городское население – 1919,3 тыс. чел. (79,3%). За последние 10 лет население сократилось более чем на 10%. Плотность населения очень низкая – около 3,2 чел/км² (при средней по России – 8,7 чел/км²). При этом население размещено по территории области очень неравномерно. Наиболее густо заселены южная и юго-западная части области (вдоль Транссибирской железной дороги и по берегам р. Ангары). Северные территории, а также горные районы Восточного Саяна и Северо-Байкальского нагорья заселены очень слабо. Так, плотность населения в Катангском районе (север области) равна всего 0,03 чел./км.

В Иркутской области преобладают территории с низким уровнем экономического развития. Наиболее экономически развитые районы сосредоточены в Иркутско-Ангарской зоне, в городах с высоким экспортным потенциалом. Экономическое благополучие области в целом складывается за счет крупных городов (Иркутск, Братск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Шелехов), где проживает 54% населения области.

По многим видам производимой продукции Иркутская область сохраняет ведущие позиции в России. Основными направлениями специализации Иркутской области являются металлургия (производство

алюминия и ферросплавов), горнодобывающая и нефтехимическая промышленность, лесопромышленный комплекс и транспорт. Ведется строительство объектов производства поликристаллического кремния. Сельское хозяйство и сфера обслуживания развиты слабо.

Промышленность области сконцентрирована в Иркутске и ряде районных центров. Наиболее крупными потребителями электроэнергии являются: Братский алюминиевый завод, Ангарская нефтехимическая компания, Иркутский авиационный завод, Иркутский алюминиевый завод, Братский лесопромышленный комплекс, Усть-Илимский лесопромышленный комплекс, ОАО «Саянскхимпласт» (крупнейший производитель ПВХ в России), Коршуновский горно-обогатительный комбинат.

В общероссийском разделении труда Иркутская область выделяется как крупная энергетическая база, дающая 6,2% вырабатываемой в России электроэнергии, как поставщик слюды, поваренной соли, золота, алюминия, древесины, химической и нефтехимической, целлюлозно-бумажной продукции, пушно-мехового сырья.

Иркутская область имеет достаточно разветвленную и развитую транспортную инфраструктуру, представленную различными видами транспорта. Через южные районы области проходит Транссибирская железная дорога, а через центральные – Байкало-Амурская железнодорожная магистраль (БАМ). Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования составляет порядка 2500 км.

Вдоль Транссиба проходит автодорога федерального значения и нефтепровод из Западной Сибири в г. Ангарск. По Иркутской области проходит нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Ведется строительство автомагистрали вдоль БАМа. Протяженность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием составляет более 12 тыс. км.

Воздушные междугородние и международные перевозки осуществляются в основном двумя аэропортами, расположенными в городах Братск и Иркутск.

Иркутская область относится к экономически развитым регионам СФО и страны в целом. Одним из важнейших интегральных показателей, характеризующих уровень ее развития, является валовой региональный продукт (ВРП). Рост ВРП области в 2014 году по сравнению с предыдущим годом составил 2%. Показатель ВРП на душу населения был равен 344,1 тыс. руб.

По данным за 2014 год в Иркутской области темпы роста основных экономических и социальных показателей по отношению к соответствующему периоду прошлого года составили:

- объем промышленного производства – 103%;
- инвестиции в основной капитал (оценка) – 96,7%;
- оборот розничной торговли – 101,3%;
- реальные денежные доходы населения (оценка) – 98,2%.

Темпы роста индекса промышленного производства по итогам прошедшего года (103,0%) обусловлены деятельностью добывающего комплекса, целлюлозно-бумажного и металлургического производства, а также химии.

В 2014 году в области наблюдался рост объемов добычи полезных ископаемых на 10% по сравнению с предыдущим годом, в то время как соответствующий рост на уровне страны и федерального округа составил 1,4 и 3,6%. По предварительной оценке Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Иркутской области (Иркутскстат) объем инвестиций в основной капитал за 2014 год составил 96,7% к предыдущему году.

В 2014 году на территории Иркутской области предприятиями и организациями, а также населением, построено 716,9 тыс. кв. метров общей площади жилья, в том числе предприятиями (без индивидуальных застройщиков) – 479,1 тыс. кв. м, фактической стоимостью для застройщиков 18149,8 млн. руб. Ввод составил 73,7% к соответствующему периоду прошлого года. Снижение представленного показателя к показателю прошлого года на 26,3% объясняется низкой степенью готовности к вводу в эксплуатацию строительных объектов Иркутской области. Сдача жилья в эксплуатацию осуществлялась почти во всех муниципальных образованиях, за исключением муниципального образования «Катангский район» и муниципального образования Мамско-Чуйского района. Наибольший удельный вес (92,6%) во вводе жилья приходится на частную собственность, при этом 35,8% жилых домов построены населением.

Увеличение индекса физического объема ВРП будет обеспечено реализацией крупных инвестиционных проектов, в том числе ориентированных на переработку добываемого сырья (нефтегазохимия, лесопереработка) и начало разработки новых месторождений, в том числе редкоземельных металлов, развитием транспортной системы, строительного сектора, а также ростом объемов промышленного производства.

Глава 2. Электроэнергетика Иркутской области

Иркутская энергосистема является одной из крупнейших энергосистем России и входит в состав объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) Сибири, обеспечивая централизованное электроснабжение основных потребителей области. Электроснабжение отдаленных изолированных потребителей осуществляется от децентрализованных энергосистем на базе электростанций.

Производство электроэнергии в области осуществляется на 15 ТЭС (4207,7 МВт) и 4 ГЭС (9088,4 МВт). Из них 12 ТЭС входят в состав ОАО «Иркутскэнерго»; одна ТЭЦ находится в г. Байкальске и принадлежит ООО «Теплоснабжение» (бывшая ТЭЦ Байкальского целлюлозно-бумажного комбината); две ТЭЦ входят в состав ОАО «Группа ИЛИМ» – в г. Усть-Илимске и г. Братске. Две блок-станции – ТЭЦ ООО «ТрансТехРесурс» в

г. Бирюсинске (бывшая ТЭЦ Гидролизного завода) и Мамаканская ТЭС – выведены из эксплуатации.

Из четырех ГЭС три крупнейшие – Братская (4500 МВт), Усть-Илимская (3840 МВт) и Иркутская (662,4 МВт) принадлежат ОАО «Иркутскэнерго»; Мамаканская ГЭС мощностью 86 МВт, расположенная в п. Мамакан Бодайбинского района, работает в составе ЗАО «Витимэнергосбыт».

Иркутская энергосистема включает две генерирующие компании, 4 действующие электростанции различных ведомств, более 45 электросетевых компаний и 4 основные энергосбытовые компании.

Генерирующие компании представляют: ОАО «Иркутскэнерго»; ЗАО «Витимэнергосбыт»; прочие электростанции (блок-станции), включая, ТЭЦ филиала ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Братске, ТЭЦ филиала ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске, ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» (г. Байкальск), ТЭЦ ООО «ТрансТехРесурс», (г. Бирюсинск, выведена из эксплуатации), Мамаканская ТЭС (выведена из эксплуатации).

Наиболее крупные электросетевые организации представлены следующими компаниями: ОАО «Иркутская электросетевая компания»; ОГУЭП «Облкоммунэнерго» ЗАО «Братская электросетевая компания»; ЗАО «Витимэнерго».

Среди энергосбытовых компаний наиболее крупными являются ООО «Иркутская энергосбытовая компания», ЗАО «Витимэнергосбыт», ЗАО «Братские электрические сети», ГУЭП «Облкоммунэнерго-Сбыт».

Основной особенностью структуры генерирующих мощностей Иркутской энергосистемы, является большая доля ГЭС – 68% в суммарной мощности электростанций. Большая часть (97,8%), генерирующих мощностей входит в состав ОАО «Иркутскэнерго», 2,2% – блок-станции.

В 2014 году электростанциями Иркутской энергосистемы было выработано 55,07 млрд. кВтч электроэнергии, в том числе:

– ГЭС – 43,6 млрд. кВтч (79%);

– ТЭС – 11,47 млрд. кВтч (21%), в том числе блок-станции – 0,8 млрд. кВтч.

Выработка электрической энергии на душу населения Иркутской области в 2014 году составила 22,8 тыс. кВтч.

Гидроэлектростанции Ангарского каскада Братская ГЭС и Иркутская ГЭС имеют водохранилища многолетнего регулирования, а Усть-Илимская ГЭС – сезонного регулирования. Проектная среднемноголетняя выработка каскада составляет 47,7 млрд. кВтч, в маловодные периоды при 95% обеспеченности выработка снижается до 41,5 млрд. кВтч. Фактическая среднемноголетняя выработка Ангарским каскадом ГЭС к 2014 году составила 43,21 млрд. кВтч.

В электроэнергетический комплекс Иркутской области входят также 23 линии электропередачи класса напряжения 500 кВ, две из которых временно работают на напряжении 220 кВ, 64 линии электропередачи класса напряжения 220 кВ, 202 линии электропередачи класса напряжения 110 кВ, 258 трансформаторных подстанций (из них 162 ПС принадлежат

ОАО «ИЭСК») и распределительных устройства электростанций напряжением 500, 220, 110 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 34898,9 МВА.

Глава 3. Динамика потребления электроэнергии в Иркутской области и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет

Ретроспективные уровни потребления электрической энергии в Иркутской области за последние 5 лет приведены в таблице 1.

Динамика электропотребления в Иркутской области неравномерная, значительное влияние на уровень электропотребления оказывает температура наружного воздуха, кроме того, изменение объемов промышленного производства отражается на электропотреблении области, а также, согласно подпрограммы 7 «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Иркутской области» на 2014-2018 годы государственной программы «Развитие жилищно-коммунального хозяйства Иркутской области» на 2014-2018 годы, утвержденной постановлением Правительства Иркутской области от 24 октября 2013 года № 446-пп проводится ряд мероприятий, направленных на повышение эффективности использования энергии.

Таблица 1 – Ретроспективные уровни потребления электрической энергии в Иркутской области

Показатель	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2010-2014 годы
Электропотребление, млн. кВт.ч	54422,2	53179,5	54708,4	53412,4	52819,7	–
Абсолютные приросты/падения электропотребления, млн. кВт.ч.	–	-1242,7	1528,9	-1296	-592,7	-1602,5
Среднегодовые темпы прироста объёма электропотребления, %	–	-2,3	2,9	-2,4	-1,1	-2,94

Электропотребление в Иркутской области в 2010 году составило 54,4 млрд. кВтч. Снижение электропотребления в 2011 году обусловлено повышением среднемесячных температур в осенне-зимний период. Кроме того, негативное влияние кризиса, сокращение металлургического производства, прежде всего электроемкого производства алюминия, являющегося важнейшим видом экономической деятельности на территории Сибири, и консервации производства на некоторых крупных предприятиях (ООО «Усольехимпром») существенно отразились на электропотреблении, которое сократилось на 2,3%. В 2012 году зафиксирован максимум электропотребления за последние 5 лет на уровне 54,7 млрд. кВтч, что

обусловлено увеличением выработки продукции и услуг крупными компаниями, такими как Восточно-Сибирская железная дорога, Братский завод ферросплавов и золотодобывающие предприятия. Также на увеличении электропотребления сказывалось и снижение температуры наружного воздуха по сравнению с другими годами рассматриваемой ретроспективы.

В 2013 году наблюдается снижение электропотребления, связанное с сокращением потребления таких крупных предприятий, как ОАО «РУСАЛ Братск» и Филиал «ИрКАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ».

Тенденция снижения потребления электроэнергии продолжилась и в 2014 году. На снижении электропотребления сказалось сокращение объемов промышленного производства и жилищного строительства, а также повышение средней за отопительный период температуры воздуха в регионе.

Структура электропотребления в Иркутской области по видам экономической деятельности приведена в таблице 2.

В общем объеме потребления электроэнергии Иркутской области доля промышленности составляет 62,5%, в том числе на долю цветной металлургии приходится 45,2%, на химическую и нефтехимическую – 6%, на лесную, деревообрабатывающую и целлюлозно-бумажную – 4,2%. На транспорт и связь приходится 7,3% электропотребления, на коммунально-бытовое сектор – 11,9%. Наиболее электроемким производством в Иркутской области является цветная металлургия (производство алюминия).

Таблица 2 – Структура электропотребления в Иркутской области по видам экономической деятельности

Наименование потребителей	2013 год		2014 год	
	Абсолютные значения, млн. кВтч	Относительные значения, %	Абсолютные значения, млн. кВтч	Относительные значения, %
Промышленные потребители, в том числе:	33562	62,8	33001	62,5
добыча полезных ископаемых, в т.ч.:	1655,2	3,1	1579,1	3,0
добыча золота*	482	0,9	503,4	0,95
нефтепереработка	1305,2	2,4	1305	2,5
черная металлургия	1435,7	2,7	1411,7	2,7
цветная металлургия	24066,5	45,1	23867,7	45,2
химическое производство	1882,4	3,5	1864	3,5
машиностроение	137	0,3	137,8	0,3
лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная	2341,3	4,4	2200	4,2
легкая промышленность	7,5	0,0	8	0,0
пищевая промышленность	132,5	0,2	129	0,2
другие промышленные производства	598,7	1,1	498,7	0,9
Строительство	329	0,6	310	0,6
Транспорт и связь	3906,1	7,3	3861,1	7,3
Сельское хозяйство	758	1,4	552	1,0

Наименование потребителей	2013 год		2014 год	
	Абсолютные значения, млн. кВтч	Относительные значения, %	Абсолютные значения, млн. кВтч	Относительные значения, %
Бытовое потребление (жилищно-коммунальный сектор), в том числе:	6313,2	11,8	6298	11,9
Население	5768	10,8	5757	10,9
Бюджетные организации	545,2	1,0	541	1,0
Электроотопление (электрокотельные ОАО «Иркутскэнерго»)	1165,2	2,2	1151,2	2,2
Собственные нужды электростанций	2547	4,8	2268	4,3
Прочие потребители	920,5	1,7	1575,7	3,0
Потери в электрических сетях (от объема потребления)	3911	7,3	3803	7,2
Электропотребление всего	53412	100,0	52820	100,0

*по данным ЗАО «Витимэнергосбыт»

Потери в электросетях в 2014 году составили 7,2% от объема потребленной электроэнергии или 6,9% от объема произведенной энергии. Основные причины потерь электроэнергии связаны с высокой степенью износа сетей и электрооборудования на территории Иркутской области (превышает 50 %), изменением структуры нагрузок и их значительной рассредоточенности по территории области, недостаточным оснащением системы современными средствами регулирования и распределения потоков мощности и энергии.

Глава 4. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии Иркутской области с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние 5 лет

Значительная доля электропотребления Иркутской области (около 70%) приходится на электроемкие производства и транспорт, среди которых выделяются следующие наиболее крупные (с годовым объемом электропотребления более 700 млн кВт ч) потребители:

- 1) ОАО «РУСАЛ Братск»;
- 2) Филиал «ИрКАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ»;
- 3) ВСЖД – филиал ОАО «РЖД»;
- 4) ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»;
- 5) ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
- 6) ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Братске;
- 7) ООО «Братский завод ферросплавов»;
- 8) ОАО «Саянскхимпласт».

В таблице 3 приведены данные об основных потребителях электрической энергии в Иркутской области и динамика их электропотребления за последние 5 лет, соответствующие информации,

предоставленной предприятиями.

Таблица 3 – Перечень основных потребителей электрической энергии Иркутской области и динамика их электропотребления за последние 5 лет

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Объем потребления электроэнергии, млн. кВтч				
				Годы				
				2010	2011	2012	2013	2014
1	ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	665776, Иркутская обл, г.Усть-Илимск	Лесохозяйственная заготовка, переработка и реализация древесины и изделий из нее, производство и реализация целлюлозно-бумажной и лесохимической продукции, продукция деревообработкой изделий из нее	884,0	891,4	895,0	890,2	894,0
2	ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	665718, Иркутская обл, г. Братск	Лесохозяйственная, заготовка, переработка и реализация древесины и изделий из нее, производство и реализация целлюлозно-бумажной и лесохимической продукции, продукция деревообработки и изделий из нее	1016,5	1033	1049,1	1018,8	1080
3	ЗАО «Илимхимпром»	665700, Иркутская обл., г. Братск, а/я 488	Производство кислот, аммиака, гидроксида натрия, жидкого хлора и др.	458,0	448,6	444,5	392,6	400,2
4	ОАО «Байкальский целлюлозно-бумажный комбинат»	665914, Иркутская обл, Слюдянский р-н, г. Байкальск	Производство целлюлозы и бумаги, таллового масла, скипидара-сырца	137,6	134,6	138,5	135,4	0
5	ООО «Братский завод ферросплавов»	665707, Иркутская обл, г. Братск	Производство ферросилиция марок ФС65, ФС75 (ГОСТ 1415-93), микро-кремнезём и др.	782,7	771,7	836,9	887,3	813,6
6	филиал «ИрКАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ»	666020, Иркутская обл., г. Шелехов	Производство: алюминия первичного, катанки алюминиевой, порошка алюминиевого, пудры алюминиевой	6865,0	7047,0	7237,0	6837,0	6799,0
7	ОАО «РУСАЛ Братск»	665716, Иркутская обл, г. Братск	Производство алюминия сырца, катанка алюминиевая, чушки первичного алюминия, слитки алюминиевые цилиндрические	17329,9	17296,3	17363,6	17229,5	17068,7
8	ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	665830, Иркутская обл., г. Ангарск	Нефтепереработка, химическая продукция, бензины автомобильные, дизтопливо, авиационное топливо, керосины, мазуты товарные, масла смазочные	1316,7	1310,2	1296,5	1305,2	1305

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Объем потребления электроэнергии, млн. кВтч				
				Годы				
				2010	2011	2012	2013	2014
9	ОАО «Ангарский электролизный химический комбинат»	665804, Иркутская область, г. Ангарск	Производство обогащенного гексафторида урана для ядерной энергетики	412,8	379,9	367,2	355,9	331,8
10	ОАО «Усольехимпром»	665470, Иркутская обл, г. Усолье-Сибирское	Производство химической продукции товаров народного потребления, смола ПВХ, карбид, хлор, монокристаллы	307,9	72,0	68,0	15,3	6,0
11	ООО «Усолье-Сибирский Силикон»	665470, Иркутская обл, г. Усолье-Сибирское	Производство химической продукции	111,2	108,7	111,9	109,4	109
12	ОАО «Саянским пласт»	665358, Иркутская обл, г. Саянск-1	Производство химической продукции (ПВХ суспензионный, сода каустическая)	675,9	694,3	747,5	736,7	736,7
13	ООО «Компания «Востсибуголь»	664674, г. Иркутск, ул. Сухэ-Батора, 6	Добыча угля	199,0	194,5	200,3	195,8	163,7
14	Иркутский авиационный завод – филиал ОАО «Научно-производственная корпорация «Иркут»	664020, г. Иркутск, ул. Новаторов, 3	Производство авиационной техники, ТНП, стали	141,6	137,2	134,9	137,0	137,8
15	Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	664003, г. Иркутск, ул. К. Маркса, 7	Грузовые и пассажирские перевозки	2891,7	2884,9	2951,8	2961,3	2979,0
16	ОАО «Коршунковский горно-обогатительный комбинат»	г. Железногорск-Илимский, Нижнеилимский район	Добыча железной руды открытым способом, производство концентрата железных руд	430,1	456,5	459,0	463,0	419,0

Глава 5. Динамика изменения максимума нагрузки и наличие резерва мощности энергосистемы Иркутской области за последние 5 лет

В рамках рассматриваемого пятилетнего периода наибольший максимум нагрузки соответствует 2010 году и составляет 8100 МВт. В 2011 году собственный максимум уменьшился на 113 МВт и составил 7987 МВт, наименьшее значение за рассматриваемый период зафиксировано в 2014 году

и составляет 7670 МВт. В 2012 году собственный максимум потребления составил 8051 МВт, в 2013 году зафиксировано падение до значения 7918 МВт.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Иркутской области в период 2010–2014 годы приведена в таблице 4. В 2014 году резерв мощности Иркутской энергосистемы составил 2492 МВт. В таблице 5 приведены данные о наличии резерва мощности на электростанциях Иркутской энергосистемы по станциям.

Таблица 4 – Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Иркутской области в период 2010-2014 годы

Наименование	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
Собственный максимум нагрузки, МВт	8100	7987	8051	7918	7670
Абсолютный прирост/падение максимума нагрузки, МВт	–	-113	64	-133	-248
Среднегодовые темпы прироста, %	–	-1,40	0,80	-1,65	-3,1

Таблица 5 – Наличие резервов мощности на электростанциях Иркутской энергосистемы по станциям

Резерв мощности, МВт	Энергосистема		
	На час максимума ЕЭС	На час максимума ОЭС	На час максимума собственный
Резерв, всего	3 041,4	2 937,4	2 491,8
В том числе ТЭС:	1 307,0	1 239,8	1 352,5
ТЭЦ-1 ОАО «Иркутскэнерго»	94,4	92,5	102,9
ТЭЦ-6 ОАО «Иркутскэнерго»	50,1	50,0	52,4
ТЭЦ-9 ОАО «Иркутскэнерго»	84,8	52,6	100,0
ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»	555,7	213,6	206,1
ТЭЦ-11 ОАО «Иркутскэнерго»	176,2	176,9	176,5
Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»	42,5	6,8	92,6
Усть-Илимская ТЭЦ	275,4	274,0	276,5
Ново-Зиминская ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»	28,0	28,5	0,0
ТЭЦ-5 ОАО «Иркутскэнерго»	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ БТС	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ-12 ОАО «Иркутскэнерго»	0,0	0,0	0,4
ТЭЦ-16 ОАО «Иркутскэнерго»	0,0	0,0	0,0
ГЭС:	1 708,1	1 670,7	1 114,0
Иркутская ГЭС	32,5	32,7	152,3
Братская ГЭС	616,3	587,5	156,7
Усть-Илимская ГЭС	1 005,0	996,6	750,9
Мамаканская ГЭС*	54,3	53,9	54,2

Электростанции промпредприятий	26,3	26,9	25,4
--------------------------------	------	------	------

*Резерв мощности Мамаканской ГЭС является сезонным. В зимний период вырабатываемая мощность составляет 5 МВт.

В настоящее время энергосистема Иркутской области является избыточной по мощности. Однако, анализ изменения собственного максимума нагрузок в энергосистеме показывает, что на его величину влияет целый комплекс факторов, в значительной степени имеющих стохастический характер. В связи с этим обеспечение резерва в энергосистеме должно осуществляться с учетом наиболее вероятных сценариев загрузки мощностей.

Глава 6. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области

В Иркутской области расположены электростанции мощностью более 5 МВт, принадлежащие ОАО «Иркутскэнерго», ЗАО «Витимэнергосбыт», а также пять блок-станций, две из которых выведены из эксплуатации. Из общего объема генерирующих мощностей более 97% входит в состав ОАО «Иркутскэнерго». Суммарная установленная мощность электростанций мощностью более 5 МВт, действующих в Иркутской энергосистеме, приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Суммарная установленная мощность электростанций мощностью более 5 МВт, действующих в Иркутской области, МВт

Показатель	Годы				
	2010	2011	2012	2013	2014
Установленная мощность всего	13146,1	13157,1	13182,1	13243,1	13296,1
в том числе: ГЭС (включая Мамаканскую ГЭС)	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС ОАО «Иркутскэнерго»	3870,3	3881,3	3906,3	3926,3	3979,3
блок-станции (ТЭС)	187,4	187,4	187,4	187,4	228,4

Как видно из таблицы 6, установленная мощность электростанций в Иркутской области последние 5 лет непрерывно увеличивается и ее прирост в 2014 г. по отношению к 2010 г. составил 150 МВт (1,14%).

Установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области в 2014 году составила 13296,1 МВт, в т.ч. ГЭС – 9088,4 МВт (68,4%), ТЭС ОАО «Иркутскэнерго» – 3979,3 МВт (29,9%) и блок-станции (ТЭС) – 228,4 МВт (1,7 %).

В 2014 году на Ново-Иркутской ТЭЦ был введен в эксплуатацию турбоагрегат Р-50-130/13 установленной мощностью 53 МВт.

Глава 7. Состав существующих электростанций Иркутской области, в том числе станций промышленных предприятий, мощность которых

превышает 5 МВт

Энергосистема Иркутской области входит в состав ОЭС Сибири и включает в себя 15 действующих ТЭС и 4 ГЭС, объединенных на параллельную работу электрическими сетями напряжением 500, 220, и 110 кВ. В состав энергосистемы на территории Иркутской области входят ОАО «Иркутскэнерго», ЗАО «Витимэнергообьит» и пять блок-станций, две из которых выведены из эксплуатации. Перечень электростанций энергосистемы Иркутской области со сроками ввода их в эксплуатацию приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень электростанций энергосистемы Иркутской области со сроками ввода их в эксплуатацию

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Станции ОАО «Иркутскэнерго»				
1	Иркутская ГЭС	662,4	–	1959
2	Братская ГЭС	4500	–	1966
3	Усть-Илимская ГЭС	3840	–	1979
4	Участок №1 ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	166	590	1955
5	Шелеховский участок Н-И ТЭЦ (ТЭЦ-5)	18	100	1962
6	ТЭЦ-6	270	1529,3	1965
7	Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6	12	81	1961
8	ТЭЦ-9	540	2280	1959
9	ТЭЦ-10	1110	453	1962
10	ТЭЦ-11	350,3	960	1959
11	ТЭЦ-12	12	74	1932
12	ТЭЦ-16	18	117	1965
13	Ново-Иркутская ТЭЦ	708	1332	1975
14	Усть-Илимская ТЭЦ	515	1015	1978
15	Ново-Зиминская ТЭЦ	260	616	1983
ЗАО «Витимэнергообьит»				
16	Мамаканская ГЭС	86	–	1963
Станции промышленных предприятий				
17	ТЭС филиала ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	113		1966
18	ТЭС филиала ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	44,4		1979
19	ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск*	49		1965
20	ТЭЦ ООО «ТрансТехРесурс», г. Бирюсинск**	1,5		1952
21	Мамаканская ТЭС**	20,5		

* станция будет выведена из эксплуатации в течение расчетного периода (2016–2020 годы); ** выведены из эксплуатации

Суммарное количество агрегатов электростанций ОАО «Иркутскэнерго» приведено в таблице 8. Степень износа генераторов электростанций

энергосистемы Иркутской области приведен в таблице 9.

Таблица 8 – Суммарное количество агрегатов электростанций
ОАО «Иркутскэнерго»

Объекты	Турбо (гидро) агрегаты	
	Количество, шт.	Мощность, МВт
ТЭЦ	59	3979,3
ГЭС	42	9002,4
Итого по ОАО «Иркутскэнерго»	101	12981,7

Таблица 9 – Степень износа генераторов электростанций энергосистемы
Иркутской области

Наименование	Нормативный срок службы генератора, лет		Состояние генераторов	
			Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
ОАО «Иркутскэнерго»	Турбо-	30	10,35	89,65
	Гидро-	40	30,96	69,04
ЗАО «Витимэнергосбыт»	Гидро-	40	0,00	100

Большую часть установленной мощности в энергосистеме Иркутской области занимают гидроэлектростанции, что является дешевым и надежным и источником электроэнергии.

Оборудование большинства электростанций энергосистемы Иркутской области имеет сроки эксплуатации более 30 лет, т.е. эксплуатируется за пределами нормативных сроков службы, что говорит о снижении надежности электроснабжения потребителей.

Глава 8. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Суммарная собственная выработка электроэнергии электростанциями Иркутской области в 2014 году составила 55,07 млрд. кВтч. По сравнению с 2013 годом выработка электроэнергии сократилась на 2,4% или на 1351 млн. кВтч.

Динамика выработки электроэнергии по видам источников Иркутской области в 2013 и 2014 годах приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Выработка электроэнергии по видам источников Иркутской области в 2013 и 2014 годах

Показатель	2013 год, млн. кВтч	2014 год, млн. кВтч	2014/2013 года, %
Выработка электроэнергии, в том числе:	56425	55074	97,6
ГЭС	42823	43603	101,8
ТЭС, в том числе:	13602	11471	84,3

Показатель	2013 год, млн. кВтч	2014 год, млн. кВтч	2014/2013 года, %
блок-станции	672	819	121,7

Структура выработки электроэнергии электростанциями Иркутской области в 2013 и 2014 годах приведена в таблице 11. В 2014 году доля ГЭС в суммарной выработке электроэнергии области составила 79,2%, доля ТЭС ОАО Иркутскэнерго – 19,3%, блок-станций – 1,5%. При этом доля предприятий ОАО «Иркутскэнерго» (ГЭС и ТЭС) составила 97,8%. Увеличение доли блок-станций обусловлено значительным увеличением собственной выработки электроэнергии на предприятии ОАО «Группа «Илим» в г. Братске на 101%.

Таблица 11 – Структура выработки электроэнергии электростанциями Иркутской области в 2013 и 2014 годах

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВтч		Доля от общей выработки за 2014 год, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
	2013 год	2014 год		
Иркутская ГЭС	3562,4	3573,1	6,5	0,3
Братская ГЭС	20099,7	20484,6	37,2	1,9
Усть-Илимская ГЭС	18801,3	19155,7	34,8	1,9
Мамаканская ГЭС	359,1	389,8	0,7	8,6
Итого ГЭС	42822,5	43603,2	79,2	1,8
ТЭЦ-6	1061,1	888,8	1,6	-16,2
ТЭЦ БТС	76,7	74,9	0,1	-2,4
ТЭЦ-9	1890,3	1605,3	2,9	-15,1
Участок №1 ТЭЦ-9	314,5	298,5	0,5	-5,1
ТЭЦ-10	3847,4	2281,7	4,1	-40,7
ТЭЦ-11	790,5	691,0	1,3	-12,6
ТЭЦ-12	45,5	48,6	0,1	6,9
ТЭЦ-16	73,7	73,5	0,1	-0,3
Ново-Иркутская ТЭЦ	2786,3	2662,1	4,8	-4,5
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	83,5	79,5	0,1	-4,8
Усть-Илимская ТЭЦ	977,8	976,6	1,8	-0,1
Ново-Зиминская ТЭЦ	983,0	971,6	1,8	-1,2
Итого ТЭС ОАО «Иркутскэнерго»	12930,3	10652,1	19,3	-17,6
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск	127,2	77,1	0,1	-39,4
ТЭС филиала ОАО «Группа Илим» в г.Братске	190,2	382,4	0,7	101
ТЭС филиала ОАО «Группа Илим» в г.Усть-Илимске	354,6	359,5	0,7	1,4
ТЭЦ МУП «Бирюсинское ТВК»	0	0	0	0
Мамаканская ТЭЦ	0	0	0	0

Итого блок-станции	672,0	819,0	1,5	21,9
ВСЕГО	56424,8	55074,3	100	-2,4

Выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Иркутской области в 2014 году сократилась на 2,4% по сравнению с 2013 годом. В то же время, вырабатываемой электроэнергии достаточно для покрытия ее потребности в Иркутской области, более того, энергосистема по-прежнему является избыточной.

Глава 9. Анализ балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет

Энергосистема Иркутской области большую часть периода своего существования характеризуется избыточным балансом электрической мощности и энергии. Потенциальная возможность выработки электроэнергии на ГЭС при среднемноголетней обеспеченности гидроресурсами составляет 47–48 млрд. кВтч, на тепловых электростанциях 18–20 млрд. кВтч. При этом часть избытков мощности и электроэнергии передается в соседние энергосистемы Красноярского края и республики Бурятия.

Баланс электрической мощности энергосистемы Иркутской области в 2010–2014 годах приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Баланс электрической мощности энергосистемы Иркутской области в 2010–2014 годах, МВт

Показатели	Годы				
	2010	2011	2012	2013	2014
Максимум нагрузки ¹	8100	7987	8051	7918	7670
Установленная мощность на конец года ² , в том числе:	13146,1	13157,1	13182,1	13243,1	13296,1
ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС, в том числе	4057,7	4068,7	4093,7	4154,7	4207,7
Блок-станции	187,4	187,4	187,4	187,4	228,4
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	469,4	555,5	417,4	494,4	447,4
Используемая в балансе мощность	12670,7	12598,4	12764,7	12687,7	12856,2
Избыток (+) / Дефицит (-)	4570,7	4611,4	4713,7	4769,7	5186,2

¹ Данные Отчетов о функционировании Единой энергетической системы

² Данные формы статистической отчетности 6-ТП

Установленная мощность Ангарского каскада ГЭС и Мамаканской ГЭС остается неизменной. Мощность ТЭС Иркутской энергосистемы постепенно увеличивается в связи с вводом нового и перемаркировкой установленного оборудования.

Производство электроэнергии в энергосистеме Иркутской области формируется потребностью региональных потребителей и ее поставками на федеральный рынок, а так же текущей ситуацией с запасом гидроресурсов.

Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области в 2010–2014 годах представлен в таблице 13.

Максимальный уровень собственного потребления электроэнергии в энергосистеме Иркутской области в последние 5 лет наблюдался в 2012 году, когда составил 54708,4 млн. кВтч. В 2013 и 2014 годах наблюдался спад электропотребления до 53412,4 млн. кВтч и 52819,7 кВтч соответственно.

Таблица 13 – Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области в 2010–2014 годах, млн. кВт.ч

Показатели	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
Выработка электроэнергии всего	62400,0	60461,2	62046,8	56424,8	55074,4
ГЭС	49284,1	46898,6	45059,3	42822,5	43603,2
ТЭС	13115,9	13562,6	16987,5	13602,3	11471,1
в т.ч. блок-станции	615,7	714,7	747,0	672,0	819,0
Электропотребление на территории энергосистемы	54422,2	53179,5	54708,4	53412,4	52819,7
Сальдо перетоков электроэнергии «+» прием, «-» выдача	-7977,8	-7281,7	-7338,4	-3012,4	-2254,7

Анализ баланса электрической мощности и электрической энергии энергосистемы Иркутской области позволяет сделать вывод о наличии избытков и возможности обеспечения электрической энергией новых потребителей Иркутской области или передачи ее в соседние энергосистемы. Имеющиеся избытки электрической энергии передавались в энергосистемы Красноярского края и республики Бурятия, тем самым обеспечивая надежное электроснабжение потребителей не только в Иркутской области, но и за ее пределами.

Снижение роста максимума нагрузки в 2010–2011 годах обусловлено, главным образом, экономическим кризисом; тем не менее, в 2012 году наблюдался рост, связанный с увеличением потребления электроэнергии промышленными предприятиями. Дальнейшее снижение темпов роста максимумов нагрузки обусловлено аномально теплыми погодными условиями, наблюдаемыми в Иркутской области в 2011, 2013 и 2014 годах.

В перспективе, с учетом планируемого запуска промышленных объектов в Иркутской области, развитию инфраструктуры Восточно-Сибирской железной дороги (расширение пропускной способности Байкало-Амурского участка), существующий избыток мощности энергосистемы будет исчерпан. Дополнительный резерв мощности в энергосистеме может быть обеспечен широким внедрением энергосберегающих технологий в промышленности региона, жилищно-коммунальном хозяйстве Иркутской области, транспорте и связи.

Перечень основного электрооборудования энергосистемы Иркутской области включает в себя:

– электросетевые объекты (линии электропередачи, (авто) трансформаторы) напряжением 110 кВ и выше ОАО «ИЭСК» (с выделением Южных, Восточных, Центральных, Западных и Северных электрических сетей), ЗАО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», ЗАО «Братская электросетевая компания», ВСЖД – филиал ОАО «РЖД», филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири, КГКУ «ДКР НП», ОАО «Тыретский Солерудник», ОАО «АНХК», ОАО «АЭХК», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», ЗАО «Электросеть», ОАО «Энергетическая компания «Радан», ОАО «Первенец», ОАО «Высочайший», ООО «АС «Иркутская».

– электростанции (генераторы, (авто) трансформаторы) ОАО «Иркутскэнерго» и ЗАО «Витимэнергосбыт»;

– компенсирующие устройства ОАО «ИЭСК».

Информация о протяженности электрических сетей и трансформаторной мощности ПС и ЭС генерирующих и сетевых компаний по классам напряжения на конец 2014 года приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Протяженность электрических сетей и трансформаторная мощность ПС и ЭС генерирующих и сетевых компаний по классам напряжения на конец 2014 года

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Трансформаторная мощность ПС и ЭС, МВА
500 кВ	3594	8407
220 кВ	4966	13007
110 кВ	7204	13485

На основании сроков ввода в эксплуатацию проведена оценка текущего состояния (степень износа) основного электрооборудования и линий электропередачи напряжением 110–500 кВ энергосистемы Иркутской области с разделением по принадлежности к ОАО «ИЭСК», ОАО «Иркутскэнерго», ЗАО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», ЗАО «Братская электросетевая компания» и филиалу ВСЖД ОАО «РЖД» (таблицы 15–17).

Оценка состояния выполнена исходя из сроков ввода в эксплуатацию оборудования, с учетом нормируемых сроков эксплуатации, принимаемых:

- для ВЛ всех классов напряжения на деревянных, железобетонных и металлических опорах – 40 лет;

- для масляных трансформаторов и автотрансформаторов – 25 лет (в соответствии с ГОСТ 11677-85);

- для турбогенераторов – 30 лет;

- для гидрогенераторов – 40 лет.

Нормируемые сроки эксплуатации турбо- и гидрогенераторов приняты в соответствии с данными, предоставленными ОАО «Иркутскэнерго».

Сводные данные по электросетевому оборудованию с распределением по собственникам (ВЛ и ПС 110 кВ и выше) приведены в таблице 15.

В 2014 году на территории Иркутской области введены новые ВЛ и трансформаторы напряжением свыше 110 кВ. Сводные данные по электросетевому оборудованию с распределением по собственникам представлены в таблицах 16-17.

Таблица 15 – Сводные данные по электросетевому оборудованию с распределением по собственникам

Наименование	Кол-во линий	Длина линий (в одноцепном исполнении), км	Кол-во подстанций (электростанций)	Суммарная установленная мощность трансформаторов, МВА
110 кВ				
ЮЭС	26	610,507	33	2351,1
ВЭС	15	1494,143	24	692,5
ЦЭС	51	1332,536	24	1528,3
ЗЭС	47	1962,705	23	788,3
СЭС	40	1206,77	29	1393,5
Итого ОАО «ИЭСК»	179	6606,661	133	6753,7
Иркутскэнерго	-	-	8	4108
Витимэнерго	12	647,9	7	155,9
Облкоммунэнерго	1	81,5	3	37,6
Братская электросетевая компания	2	2	9	167
ОАО «Тыретский солерудник»	1	1,8		
ОАО «АНХК»	1	12,5		
ОАО «АЭХК»	1	10,7		
ЗАО «Электросеть»	1	16,2		
ОАО «Энергетическая компания «Радан»	1	1,4		
в т.ч. ЛЭП потребительские		38,6		
ОАО «Первенец»	1	8		
ОАО «Высочайший»	1	30,2		
ООО «АС «Иркутская»	1	0,4	1	2,5
ВСЖД	-	-	54	3854
220 кВ				
ЮЭС	14	875,713	10	2034
ЦЭС	4	304,006	3	2160
ЗЭС	4	520,312	2	558
СЭС	33	2841,682	16	3051
Итого ОАО «ИЭСК»	55	4541,713	31	7803
Иркутскэнерго	-	-	5	6056
Витимэнерго	1	212	1	131,3
ВСЖД	-	-	8	808
500 кВ				

Наименование	Кол-во линий	Длина линий (в одноцепном исполнении), км	Кол-во подстанций (электростанций)	Суммарная установленная мощность трансформаторов, МВА
ЮЭС	1	174,405	1	1368
ЦЭС	3	455,304	1	2301
ЗЭС	12	1584,315	4	750
СЭС	5	949,438	1	334
Итого ОАО «ИЭСК»	21	3163,462	5	4753
Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири	1	219,931		
КГКУ «ДКР НП»*	1	210,273		
Иркутскэнерго	-	-	2	8904

*КГКУ «ДКР НП» не является сетевой организацией, ВЛ находится в эксплуатации Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири

Таблица 16– Вводы и демонтаж ЛЭП в 2014 году

Диспетчерское наименование, либо наименование конечным подстанциям	Диспетчер. номер ЛЭП	Проектное напряжение, кВ	Длина, в т.ч. участков с различным напряжением м, км	Количество цепей, шт	Марка Провода (кабеля)	Материал опор
Ввод						
Озерная – Тайшет	Озерная – Тайшет № 2	500	12,462	1	3*(АСО-500/64)	металл
Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская (оп. 106-оп.111)	Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская № 1	220	1,51	1	АС-400/51	металл
Богучанская ГЭС – Озерная	Богучанская ГЭС – Озерная	500	219,931*	1	3*АС-400/51	металл
Ангара – Озерная	Ангара – Озерная	500	210,273**	1	3*АС-400/51	металл
Отпайка от ВЛ 110 кВ Артемовская – Мараканская на ПС 110 кВ Анангра	ВЛ 110 кВ Артемовская – Мараканская с отпайкой на ПС Анангра	110	0,4	1	АС-120	дерево
Усть-Кут – Верхнемарково (оп.125 – оп. 201)	Усть-Кут – Верхнемарково	110	47,86	2	АС-120/19	металл
Демонтаж						
Усть-Кут – Верхнемарково (оп.125 – оп. 201)	Усть-Кут – Верхнемарково	110	23,93	1	АС-95/16	дерево

* по территории Иркутской области, общая протяженность линии – 329,972 км

** по территории Иркутской области, общая протяженность линии – 265,16 км

Таблица 17 – Вводы и демонтаж трансформаторов (автотрансформаторов) в 2014 году

Место установки (ПС, электростанция)	Хозяйственная принадлежность	Тип	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение, кВ			Завод-изготовитель	Год изготовления
				ВН	СН	НН		
Ввод								
ПС 110/6 кВ Анангра	ООО «АС «Иркутская»	ТМН-2500/110	2,5	110		6,6	ОАО «Чирчикский трансформаторный завод»	2003

ПС 110/35/10 кВ Хомутово	ВЭС	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	Запорожский з-од	1977
ПС 110 кВ ПРП	ОАО «ИЭСК»	ТДН-10000/110	10	115		11	Тольяттинский з-д	2014
ПС 500/220/110/35/10 Иркутская	ОАО «ИЭСК»	АОРДЦТН- 250000/500/220- УХЛ1	250	500/ √3	242/ √3	11	ПАО "ЗТР"	2013
ПС 110/35/10 кВ Иваническая	ОАО «ИЭСК»	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	Тольяттинский з-д	1979
Демонтаж								
ПС 110/35/10 кВ Хомутово	ОАО «ИЭСК»	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	Тольяттинский з-д	1979
ПС 500/220/110/35/10 Иркутская	ОАО «ИЭСК»	АОДЦТГ- 250000/500/220/1 0	250	500/ √3	242/ √3	11	ЗТЗ	1961
ПС 110/35/10 кВ Иваническая	ОАО «ИЭСК»	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	Запорожский з-од	1977
ПС 110/10 кВ ПРП	ОАО «ИЭСК»	ТМ-6300/110	6,3	110		11	ЗТЗ	1971

Объекты, приобретение которых запланировано в 2015-2019 гг. ОАО «ФСК ЕЭС» (строительство ведет ЗАО «Витимэнергострой»):

1. ВЛ 110 кВ Пеледуй - Полюс (построена в габаритах 220 кВ от ПС 220 кВ Пеледуй до места врезки ПС 220 кВ Сухой Лог) (190+58 км)

Объекты, строительство которых запланировано в 2015 году ОАО «ИЭСК»:

1. ВЛ 220 кВ Иркутская-Восточная (2х61,5 км)
2. Двухцепная отпайка ВЛ-110 кВ Иркутская-Прибрежная ц.А, ц.Б на ПС Пионерская, ПС Юбилейная (5 км)
3. ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 - Ангарская №2 с отп. на ПС Промышленная (2 км)
4. Строительство участков ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 4– ГПП-1 (взамен ШП-13), ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Иркутская (взамен ШП-14), ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 3 – ГПП-2 (взамен ШП-15) и участка ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10- Иркутская ТЭЦ-9 (взамен ШП-16)
5. Двухцепная отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Покровская (3,5 км)
6. ПС 220 кВ Восточная (2х250 МВА)
7. ПС 110/10/10 кВ Покровская (40 МВА на 2015 г.)
8. ПС 110 кВ Еловка с заходом ВЛ 110 кВ Ново-Ленино-Мегет с отпайками на ПС Еловка с переводом ПС 110 кВ Мегет на отпаечную схему (2 х 25 МВА, 3 км)

Проведен анализ степени износа основного оборудования 110–500 кВ (таблицы 18–23).

Исходя из таблицы 18 по состоянию на конец 2014 года наиболее изношенными являются сети в зоне обслуживания филиала Западных, Южных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

Таблица 18 – Степень износа ВЛ 110 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок	Состояние ВЛ
--------------------	------------------	--------------

	службы ВЛ, лет	Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истекает в 2015 году, %	Нормативный срок истек, %
ЮЭС	40	10,6		89,4
ВЭС		75,5		24,5
ЦЭС		20,0	10,3	69,7
ЗЭС		30,9		69,1
СЭС		69,0	0,8	30,2
Витимэнерго		48,4		51,6
Облкоммунэнерго		100		0
Братская электросетевая компания		100		0

В Южных электрических сетях 26 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 610,507 км (в одноцепном исполнении). Из них 545,753 км (89,4%) выработали свой нормативный срок (40 лет), 64,754 км (10,6%) – не выработали нормативный срок.

В Восточных электрических сетях 15 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 1494,143 км (в одноцепном исполнении). Из них 365,723 км (24,5%) выработали нормативный срок, 1128,42 км (75,5%) – не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях 51 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 1332,536 км (в одноцепном исполнении). Из них 929,26 км (69,7%) выработали нормативный срок, 266,133 км (20%) – не выработали нормативный срок, а срок службы 1 ВЛ с отпайками протяженностью 137,143 км (10,3%) истекает в 2015 г.

В Западных электрических сетях 47 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 1962,71 км (в одноцепном исполнении). Из них 1355,973 км (69,1%) выработали нормативный срок, 606,732 км (30,9%) – не выработали нормативный срок.

В Северных электрических сетях 40 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 1206,77 км (в одноцепном исполнении). Из них 364,559 км (30,2%) выработали нормативный срок, 832,227 км (69%) – не выработали нормативный срок, а срок службы 1 ВЛ протяженностью 9,984 км (0,8%) истекает в 2015 г.

В ЗАО «Витимэнерго» 12 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 647,9 км (в одноцепном исполнении). Из них 334,5 км (51,6%) выработали нормативный срок, 313,4 км (48,4%) – не выработали нормативный срок.

В ОГУЭП «Облкоммунэнерго» одна ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – ПС Мусковит, которая не выработала нормативный срок.

В ЗАО «Братская электросетевая компания» две ВЛ 110 кВ общей протяженностью 2 км. Обе линии не выработали нормативный срок.

Таблица 19 – Степень износа ВЛ 220 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы ВЛ, лет	Состояние ВЛ		
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истекает в 2015 году, %	Нормативный срок истек, %
ЮЭС	40	10,7	0	89,3
ЦЭС		32,8	0	67,2
ЗЭС		0	0	100,0
СЭС		73,0	0	27,0
Витимэнерго		100	0	0

По состоянию на конец 2014 год наибольший износ сетей 220 кВ наблюдается в зоне обслуживания филиалов Западных, Южных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

В Западных электрических сетях 4 ВЛ 220 кВ общей протяженностью 520,312 км (в одноцепном исполнении). Все линии выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях 14 ВЛ 220 кВ общей протяженностью 875,713 км (в одноцепном исполнении). Из них 782,174 км (89,3%) выработали свой нормативный срок (40 лет), при этом 4 ВЛ протяженностью 93,539 км. (10,7%) – не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях 4 ВЛ 220 кВ общей протяженностью 304 км (в одноцепном исполнении). Из них 204,4 км. (67,2%) выработали нормативный срок, 99,6 км (32,8%) – не выработали нормативный срок.

В Северных электрических сетях 33 ВЛ 220 кВ общей протяженностью 2841,682 км (в одноцепном исполнении). Из них 765,843 км (27%) выработали нормативный срок, 2075,839 км (73%) – не выработали нормативный срок.

В ЗАО «Витимэнерго» 1 ВЛ 220 кВ общей протяженностью 212 км (в одноцепном исполнении). Из них 100% не выработали нормативный срок.

Таблица 20 – Степень износа ВЛ 500 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы ВЛ, лет	Состояние ВЛ		
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истекает в 2015 году, %	Нормативный срок истек, %
ЮЭС	40	100,0		0
ЦЭС		60,0		40,0
ЗЭС		21,1		78,9
СЭС		57,0	27,0	16,0
Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири		100		
КГКУ «ДКР НП»		100		

По состоянию на конец 2014 года наибольший износ сетей 500 кВ наблюдается в зоне обслуживания филиалов Западных и Центральных

электрических сетей ОАО «ИЭСК».

В Центральных электрических сетях 3 ВЛ 500 кВ общей протяженностью 455,304 км (в одноцепном исполнении). Из них 181,957 км (40%) выработали нормативный срок, 273,347 км (60%) – не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях 12 ВЛ 500 кВ общей протяженностью 1584,315 км (в одноцепном исполнении). Из них 1249,582 км (78,9%) выработали нормативный срок, 334,733 км (21,1%) – не выработали нормативный срок.

В Северных электрических сетях 5 ВЛ 500 кВ общей протяженностью 937,475 км (в одноцепном исполнении). Из них 151,618 км (16%) выработали нормативный срок, 541,118 км (57%) – не выработали нормативный срок, а срок службы 1 ВЛ протяженностью 256,7 км (27%) истекает в 2015 г.

В Южных электрических сетях 1 ВЛ 500 кВ общей протяженностью 174,405 км (в одноцепном исполнении), ее нормативный срок службы не истек.

Около 49% электрических сетей 110 – 500 кВ энергосистемы Иркутской области по состоянию на 2014 год находится за пределами нормативных сроков службы, следовательно, изношенность сетей снижает надёжность электроснабжения потребителей в целом.

Таблица 21 – Степень износа трансформаторов 110 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов		
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истекает в 2015 году, %	Нормативный срок истек, %
ЮЭС	25	49,4	1,2	49,4
ВЭС		40,4	4,3	55,3
ЦЭС		26,9	7,7	65,4
ЗЭС		37,2		62,8
СЭС		44,3	9,8	45,9
Иркутскэнерго		20,8	4,2	75,0
Витимэнерго		31,6		68,4
Облкоммунэнерго		0		100
Братская электросетевая компания		66,7		33,3
ВСЖД		42,2		57,8

В Южных электрических сетях 79 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 39 (49,4%) выработали свой нормативный срок (25 лет), 39 (49,4%) – не выработали нормативный срок. Срок службы 1 трансформатора (1,2%) истекает в 2015 году.

В Восточных электрических сетях 47 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 26 (55,3%) выработали свой нормативный срок, 19 (40,43%) –

не выработали нормативный срок. Срок службы 2 трансформаторов (4,3%) истекает в 2015 году.

В Центральные электрические сети 52 трансформатора напряжением 110 кВ. Из них 34 (65,4%) выработали свой нормативный срок, 14 (26,9%) – не выработали нормативный срок. Срок службы 4 трансформаторов (7,7%) истекает в 2015 году.

В Западных электрических сетях 43 трансформатора напряжением 110 кВ. Из них 27 (62,8 %) выработали свой нормативный срок, 16 (37,2 %) – не выработали нормативный срок.

В Северных электрических сетях 61 трансформатор напряжением 110 кВ. Из них 28 (45,9%) выработали свой нормативный срок, 27 (44,3%) – не выработали нормативный срок. Срок службы 6 трансформаторов (9,8%) истекает в 2015 году.

В ОАО «Иркутскэнерго» 48 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 36 (75%) выработали свой нормативный срок, 10 (20,8%) – не выработали нормативный срок. Срок службы 2 трансформаторов (4,2%) истекает в 2015 году.

В ЗАО «Витимэнерго» 15 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 9 (68,4%) выработали свой нормативный срок, 6 (31,6%) – не выработали нормативный срок.

В ОГУЭП «Облкоммунэнерго» 6 трансформаторов напряжением 110 кВ. Все трансформаторы выработали нормативный срок.

В ЗАО «Братская электросетевая компания» 9 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 3 (33,3 %) выработали свой нормативный срок, 6 (66,7%) – не выработали нормативный срок.

В филиале ВСЖД ОАО «РЖД» 116 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 74 (57,8%) выработали свой нормативный срок, 42 (42,2%) – не выработали нормативный срок.

Таблица 22 – Степень износа трансформаторов 220 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов		
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истекает в 2015 году, %	Нормативный срок истек, %
ЮЭС	25	44,4		55,6
ЦЭС		30,8		69,2
ЗЭС		25,0		75,0
СЭС		33,3	2,8	63,9
Иркутскэнерго		38,7	6,5	54,8
Витимэнерго		100		0
ВСЖД		21,7	0,00	78,3

По состоянию на 2014 год наибольший износ трансформаторов 220 кВ наблюдается в сетях зоны обслуживания Центральные, Западные

электрических сетей ОАО «ИЭСК» и «ВСЖД» – филиале ОАО «РЖД».

В Южных электрических сетях 27 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них 15 (55,6%) выработали свой нормативный срок (25 лет), 12 (44,4%) – не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях 13 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них 9 (69,2%) выработали свой нормативный срок, 4 (30,8%) – не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях 4 трансформатора напряжением 220 кВ. Из них 3 (75%) выработали свой нормативный срок, 1 (25%) – не выработали нормативный срок.

В Северных электрических сетях 36 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них 23 (63,9%) выработали свой нормативный срок, 12 (33,3%) – не выработали. Срок службы 1 трансформатора (2,8%) истекает в 2015 году.

В ОАО «Иркутскэнерго» 31 трансформатор напряжением 220 кВ. Из них 17 (54,8%) выработали свой нормативный срок, 12 (38,7%) – не выработали нормативный срок. Срок службы 2 трансформаторов (6,5%) истекает в 2015 году.

В ЗАО «Витимэнерго» 1 автотрансформатор напряжением 220 кВ. Нормативный срок службы не истек.

В «ВСЖД» – филиале ОАО «РЖД» 23 трансформатора напряжением 220 кВ. Из них 18 (78,3%) выработали свой нормативный срок, 5 (21,7%) – не выработали нормативный срок.

Таблица 23 – Степень износа трансформаторов 500 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов		
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истекает в 2014 году, %	Нормативный срок истек, %
ЮЭС	25	100		0
ЦЭС		44,4		55,6
ЗЭС		100		0
СЭС		0		100
Иркутскэнерго		54,5	6,1	39,4

По состоянию на 2014 год 100% износ трансформаторов и автотрансформаторов 500 кВ наблюдается в сетях зоны обслуживания Северных электрических сетей ОАО «ИЭСК», в сетях Центральные электрических сетей ОАО «ИЭСК» износ превышает 50%.

В Центральных электрических сетях 9 трансформаторов напряжением 500 кВ. Из них 5 (55,6%) выработали свой нормативный срок, 4 (44,4%) – не выработали нормативный срок. Отметим, что срок службы 3 трансформаторов истекает в 2016 году.

В Северных электрических сетях 6 трансформаторов напряжением 500 кВ, из них 100% выработали свой нормативный срок.

В Западных электрических сетях 3 трансформатора напряжением 500 кВ. Из них 100% не выработали свой нормативный срок. Срок службы 1 трансформатора заканчивается в 2016 году.

В ОАО «Иркутскэнерго» 33 трансформатора напряжением 500 кВ. Из них 13 (39,4%) выработали свой нормативный срок, 18 (54,5%) – не выработали нормативный срок. Срок службы 2 трансформаторов (6,1%) истекает в 2015 году.

В Южных электрических сетях 3 трансформатора напряжением 500 кВ, из них 100% не выработали свой нормативный срок.

По состоянию на 2014 год более 56% трансформаторов 110 – 500 кВ энергосистемы Иркутской области эксплуатируются за пределами нормативных сроков службы.

По результатам таблиц 23 – 28, общий износ сетей и основного электрооборудования 110 кВ и выше Иркутской области превышает 50% (по состоянию на 2014 год), что приводит к сверхнормативным потерям электроэнергии при ее передаче, снижению надежности функционирования энергосистемы в целом и требует значительных инвестиций в энергетический сектор Иркутской области.

Потери электрической энергии при ее передаче в 2014 году достигают 7,2% от отпуска электроэнергии в сеть. При этом уровень нормативных потерь устанавливается для каждой электросетевой компании индивидуально и утверждаются Министерством Энергетики РФ. Так, самый низкий норматив технологических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям в % от отпуска электрической энергии в сеть утвержден для ОАО «ИЭСК» на уровне 6,2% (фактический объем потерь за 2014 год составил 2862,7 млн. кВт.ч. или 5,86%); самый высокий норматив утвержден для ОГУЭП «Облкоммунэнерго» – 16,32% (фактический объем потерь за 2014 год составил 603,1 млн. кВт.ч. или 15,53%). По данным электросетевых компаний фактический уровень потерь электроэнергии при ее передаче в отчетном 2014 году не превысил нормативных значений, утвержденных приказами Министерства Энергетики РФ.

Глава 11. Основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

Энергосистема Иркутской области граничит и имеет электрические связи напряжением 110 кВ и выше с энергосистемами Красноярского края и республики Бурятия ОЭС Сибири. Внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области, представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

№ п/п	U ном, кВ	Наименование объекта	Протяженность, км
-------	-----------	----------------------	-------------------

№ п/п	U ном, кВ	Наименование объекта	Протяженность, км
<i>с энергосистемой Красноярского края</i>			
1	500 кВ	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №1	234,1
2	500 кВ	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №2	234,3
3	500 кВ	ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная	329
4	500 кВ	ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная	265
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решеты – Тайшет-Запад (С-61)	15,33
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Юрты – Бирюса (С-62)	8,14
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-43)	127,3
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-46)	86,3
<i>с энергосистемой республики Бурятия</i>			
1	220 кВ	ВЛ 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)*	326,4
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК (ВБ-272)	49,4
3	220 кВ	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск (МБ-273)	126,2
4	220 кВ	ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33)	28
5	220 кВ	ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32)	50,8
6	220 кВ	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан	212
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками	212,2
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Култук – Зун-Мурино с отпайкой на ПС Быстрая (КЗМ-135)	62,4

* временно работает на напряжение 220 кВ

Пропускная способность электропередачи Братск – Красноярск по контролируемому сечению «Красноярск – Восток» (в составе: ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №1, ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №2, ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная, ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная) составляет 2400 МВт в направлении перетока на восток.

Пропускная способность связи Иркутск – Республика Бурятия (в составе ВЛ 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582) (временно работает на напряжение 220 кВ), ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК (ВБ-272)) составляет для температуры -5°C и ниже 590 МВт в Бурятию и 405 МВт в Иркутск; для температуры $+25^{\circ}\text{C}$ и выше – 440 МВт в сторону Бурятии и 365 МВт в сторону Иркутска.

Пропускная способность связи Иркутск – Республика Бурятия (Северобайкальский участок) по ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан, ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма составляет 200 МВт.

Электрическая сеть 500 кВ энергосистемы Иркутской области представляет собой две параллельные линии широтного направления и предназначена для выдачи мощности Братской и Усть-Илимской ГЭС, а также для передачи мощности в Иркутско-Черемховский энергоузел.

Глава 12. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Иркутской области, структура отпуска тепловой энергии

По потреблению тепловой энергии Иркутская область находится среди ведущих в этой сфере в СФО и РФ. Теплопотребление в области в 2014 г. составило около 35 млн. Гкал. Динамика потребления тепловой энергии в Иркутской области приведена в таблице 25.

В период с 2010 по 2014 годы потребление тепловой энергии в области снизилось на 13,8%, что обусловлено влиянием двух основных факторов.

Первый фактор связан с негативными процессами в экономике страны, наблюдавшимися с 2009 года, на фоне которых произошло некоторое сокращение уровня потребления и производства тепловой энергии по сравнению с предыдущими годами. В этот период наблюдался спад промышленного производства в Иркутской области, уменьшение потребления тепловой энергии на транспорте, в сельском хозяйстве и других сферах.

Таблица 25 – Динамика потребления тепловой энергии в Иркутской области, млн. Гкал

Показатель	Годы				
	2010	2011	2012	2013	2014
Производство тепловой энергии	46,4	44,2	44,1	41,8	40,1
Абсолютный прирост/падение производства тепловой энергии	3,9	-2,2	-0,1	-2,3	-1,7
Среднегодовые темпы прироста, %	109,2	95,3	99,8	94,8	95,9
Полезное потребление тепловой энергии	40,6	38,7	38,6	36,4	35,0
Абсолютный прирост/падение теплопотребления	3,4	-1,9	-0,1	-2,2	-1,4

Другим фактором снижения потребления тепловой энергии за рассматриваемый период является повышение температур наружного воздуха (наиболее высокие за последние 4 года). При этом в 2010 г., наоборот, зафиксировано значительное понижение температур наружного воздуха (самые низкие за последние 11 лет), что привело к росту теплопотребления на 3,9% по сравнению с 2009 г.

Отпуск тепловой энергии потребителям Иркутской области осуществляется от различных источников:

- 12 ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»;
- 3 ТЭЦ различных ведомств (ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» (бывшая ТЭЦ БЦБК), ТЭЦ филиала ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Братске, ТЭЦ филиала ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске);
- около 1040 отопительных и промышленных котельных на органическом топливе;
- порядка 300 электробойлерных;
- большое количество теплоутилизирующих установок (ТУУ) и индивидуальных отопительных печей.

Структура отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Иркутской области в период 2010–2014 годы представлена в

таблице 26. Основными потребителями тепловой энергии являются промышленность, население и коммунально-бытовое хозяйство. Структура потребления тепловой энергии по основным категориям потребителей представлена в таблице 27.

Таблица 26 – Структура отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Иркутской области в период 2010-2014 годы, млн. Гкал

Показатель	Годы				
	2010	2011	2012	2013	2014
Отпуск по Иркутской области всего, в т.ч.:	46,4	44,2	44,1	41,8	40,1
ТЭС всего, в т.ч.:	31,8	29,7	30,3	27,5	25,6
ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»	24,4	22,2	22,9	21,0	20,2
ТЭЦ филиала ОАО «Группа ИЛИМ», г. Усть-Илимск	3,3	3,4	3,4	3,5	3,51
ТЭЦ филиала ОАО «Группа ИЛИМ», г. Братск	2,3	3,3	2,2	1,5	1,7
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск	0,9	0,9	1,2	0,7	0,2
Котельные всего, т.ч.:	11,5	11,7	11,14	11,54	11,35
котельные ОАО «Иркутскэнерго»	0,9	0,7			
Электрокотельные всего, в т.ч.:	0,74	0,53	0,46	0,42	0,4
Электрокотельные ОАО «Иркутскэнерго»	0,5	0,3	–	–	–
ТУУ и прочие	2,3	2,3	2,8	2,5	2,7

Таблица 27 – Структура потребления тепловой энергии по основным категориям потребителей, млн. Гкал

Показатель	Годы				
	2010	2011	2012	2013	2014
Потребление всего, в т.ч.:	40,6	38,7	38,6	36,4	35,0
- промышленность	19,8	19,6	19,7	17,8	17,2
- прочие отрасли	5,1	4,6	4,2	4,6	4,1
- ЖКХ всего, в т.ч.:	15,7	14,5	14,8	14,0	13,7
- население	12,9	11,9	11,95	11,52	11,3
- комбыт	2,8	2,6	2,8	2,5	2,4

Динамика потребления тепловой энергии городами Иркутской области от источников ОАО «Иркутскэнерго» представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Динамика потребления тепловой энергии городами Иркутской области от источников ОАО «Иркутскэнерго»

Город	Годы				
	2010	2011	2012	2013	2014
Ангарск	6,46	5,99	6,08	5,61	5,59

Братск	4,99	4,64	4,67	4,23	3,62
Иркутск	4,78	4,53	4,70	4,41	4,80
Усолъе-Сибирское	1,84	1,23	1,27	0,95	0,82
Усть-Илимск	1,70	1,40	1,52	1,43	1,35
Саянск	1,57	1,40	1,58	1,51	1,48
Шелехов	0,69	0,63	0,74	0,70	0,71
Железногорск-Илимский	0,51	0,48	0,48	0,46	0,45
Черемхово	0,32	0,30	0,32	0,30	0,30
Итого	22,86	20,60	21,36	19,60	19,12

Наибольшая доля потребления тепловой энергии приходится на основные города Иркутской области, в которых сформировались крупные централизованные системы теплоснабжения на базе источников ОАО «Иркутскэнерго»: Иркутск, Шелехов, Ангарск, Усолъе-Сибирское, Черемхово, Саянск, Братск, Усть-Илимск и Железногорск-Илимский.

Глава 13. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Иркутской области, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии и источников ее покрытия

К основным потребителям тепловой энергии относятся промышленный комплекс, жилищно-коммунальный комплекс и бюджетная сфера Иркутской области, имеющие отопительно-вентиляционные нагрузки, нагрузки горячего водоснабжения и технологические нагрузки промпредприятий.

Ниже приведены величины годового потребления тепловой энергии наиболее крупными промышленными потребителями (по данным предприятий):

- ОАО «Группа Илим» в г. Братске – 5860 тыс. Гкал;
- ОАО «Группа Илим» в г. Усть-Илимске – 5228 тыс. Гкал;
- ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» – 3078 тыс. Гкал;
- ОАО «Ангарский завод полимеров» – 1184 тыс. Гкал;
- ОАО «Саянскхимпласт» – 768 тыс. Гкал;
- ОАО «Усолъехимпром» – 736 тыс. Гкал;
- ОАО «РУСАЛ Братск» – 359 тыс. Гкал;
- ОАО «Ангарский электролизный химический комбинат» – 176 тыс. Гкал;
- ОАО «Коршуновский ГОК» – 155 тыс. Гкал;
- Филиал «ИрКАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ» – 111 тыс. Гкал;
- ОАО «Иркутсккабель» – 104 тыс. Гкал.

В таблице 29 представлен перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Иркутской области с описанием источников покрытия их нагрузки.

Таблица 29 – Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Иркутской области с описанием источников покрытия их нагрузки

Источник	Потребители
ТЭЦ-6 ТЭЦ ТИ и ТС ТЭЦ-6 (г. Братск)	1. ОАО «Братский лесопромышленный комплекс» («БЛПК») 2. ОАО «Братский алюминиевый завод» 3. ООО «Братский завод ферросплавов» 4. ОАО "Группа Илим" 5. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
ТЭЦ-9 Участок №1 ТЭЦ-9 ТЭЦ-10 (г. Ангарск)	1. ОАО «Ангарский электролизный химический комбинат» 2. ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» 3. ОАО "Ангарский завод полимеров" 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
ТЭЦ-11 (г. Усолье-Сибирское)	1. ОАО "Усолье-химпром" 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
ТЭЦ-12 (г. Черемхово)	1. Филиал «Разрез «Черемховуголь» ООО «Компания «Востсиб-уголь» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
ТЭЦ-16 (г. Железногорск-Илимский)	1. ОАО "Коршуновский ГОК" 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Ново-Иркутская ТЭЦ (г. Иркутск)	1. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (г. Шелехов)	1. ОАО «СУАЛ» филиал «ИрКАЗ-СУАЛ» 2. ЗАО «Кремний» 3. ОАО «Иркутсккабель» 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Усть-Илимская ТЭЦ (г. Усть-Илимск)	1. ОАО "Группа Илим" 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Ново-Зиминская ТЭЦ ово-Зиминская ТЭЦ (г. Саянск).ыс. Гкал потребителей тепловой энергии емых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и(г. Саянск)	1. ОАО "Саянскхимпласт" 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города

Глава 14. Объем и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Иркутской области за 2014 год

Объем потребления топлива в 2014 г. на электростанциях и котельных Иркутской области составил 9,3 млн. т у.т. В таблице 30 представлена структура потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области в 2014 г.

Таблица 30 – Потребление топлива на электростанциях и котельных Иркутской области в 2014 г., тыс. т у.т.

Источник	Всего	уголь	мазут	газ	дрова и прочие
ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»	5867,3	5846,8	10,5	4,8	5,2
Блок-станции	1304,4	40,7	8,7		1255,0
Котельные	2150,8	1020,6	234,5	162,3	733,4
Итого	9322,5	6908,1	253,7	167,1	1993,6

В 2014 г. в структуре потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области преобладает уголь – 74%, значительную долю занимают прочие виды топлива – 21%, что объясняется наличием блок-

станций (ТЭЦ филиала ОАО Группа ИЛИМ в г. Братске, ТЭЦ филиала ОАО Группа ИЛИМ в г. Усть-Илимске), которые используют в качестве топлива отходы производственной деятельности профильных предприятий. Кроме того, к числу прочих видов топлива относятся вторичные энергоресурсы, используемые, прежде всего, на АНХК. На блок-станциях основным топливом (более 90%) являются дрова, отходы лесопереработки и целлюлозно-бумажных комбинатов, уголь используется только на ТЭЦ ООО «Теплоснабжение».

На источниках ОАО «Иркутскэнерго» используется в основном уголь, его доля составляет более 99%, также используется незначительное количество мазута, газа и прочих топлив.

В структуре потребления топлива на котельных Иркутской области значительную долю занимает уголь – 47%, на дрова и прочие виды топлива приходится 34%, оставшуюся часть составляют мазут и газ.

Основным потребителем топлива является ОАО «Иркутскэнерго», объем потребления которого в 2014 г. составил 5867 тыс. т у.т. – 63% от общего потребления. Блок-станции и котельные потребляют 1304 тыс. т у.т. (14%) и 2151 тыс. т у.т. (23%) соответственно.

Глава 15. Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области за предшествующие 5 лет

Потребление топливно-энергетических ресурсов в Иркутской области в период 2010–2014 годы показано в таблице 31.

За последние пять лет потребление топливно-энергетических ресурсов в области изменялось скачкообразно. В 2010 году наблюдалось некоторое увеличение электро- и теплоснабжения по сравнению с 2009 годом, однако, дальнейший временной период характеризуется общим спадом. Снижение электро- и теплоснабжения в 2014 году составило 2,7% и 13,8% соответственно по сравнению с уровнем 2010 года.

Таблица 31 – Потребление топливно-энергетических ресурсов в Иркутской области в период 2010–2014 годы

Показатели	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
Электроэнергия*, млрд. кВтч	54,3	53,2	54,7	53,4	52,8
Тепловая энергия*, млн. Гкал	40,6	38,7	38,6	36,4	35,0
Котельно-печное топливо**, млн. т у.т.	12,18	12,36	13,49	12,11	11,1
Уголь	8,17	8,11	9,51	8,13	7,08
Газ	0,04	0,28	0,30	0,26	0,25
Мазут	0,67	0,68	0,68	0,75	0,7
Прочие виды топлива (отходы производства, дрова и т.д.)	3,30	3,51	3,00	2,97	3,09
а) Тепловые электростанции	8,29	8,20	9,6	8,1	7,2
Уголь	7,03	6,9	8,30	6,84	5,82
Газ	0,003	0,005	0,005	0,003	0,005

Мазут	0,03	0,03	0,02	0,04	0,02
Прочие виды топлива	1,23	1,26	1,27	1,21	1,38
б) Котельные	2,12	2,14	2,16	2,19	2,14
Уголь	1,01	0,98	0,91	1,04	1,02
Газ	0,004	0,16	0,17	0,17	0,16
Мазут	0,24	0,22	0,18	0,24	0,23
Прочие виды топлива	0,87	0,93	0,90	0,75	0,73
в) Непосредственное потребление	1,76	1,96	1,73	1,85	1,76
Уголь	0,13	0,12	0,30	0,25	0,24
Газ	0,03	0,12	0,13	0,09	0,09
Мазут	0,40	0,44	0,48	0,47	0,45
Прочие виды топлива	1,20	1,11	0,82	1,02	0,98

Динамика изменения потребления котельно-печного топлива за рассматриваемый период имела несколько другой характер. Начиная с 2010 по 2012 год потребление котельно-печного топлива увеличилось на 20,7%. Столь значительное увеличение потребления топлива объясняется некоторым изменением структуры производства электроэнергии, в связи с маловодием и необходимостью заполнения водохранилища Богучанской ГЭС выработка электроэнергии на ГЭС снизилась, что повлекло увеличение выработки электроэнергии на ТЭЦ, кроме того, влияние оказало снижение среднесуточной температуры отопительного периода в среднем на 3°C. В 2014 году уровень потребления котельно-печного топлива снизился на 8,3% по сравнению с уровнем 2013 года.

Наибольшее количество топлива потребляют ТЭС – от 67–72%, на котельные приходится 14–18%, непосредственное потребление составляет немалую долю в потреблении топлива – 13–18%.

В структуре топливопотребления преобладает уголь, расход которого в различные годы рассматриваемого периода составлял от 7,2 до 9,5 млн. т у.т. (64% до 70,5% от всего объема расходуемого топлива), потребление мазута составило от 0,67 до 0,75 млн. т у.т. (5,2–6,2%), потребление газа, начиная с 2011 года, составило около 2,2%, а потребление прочих видов топлива (отходы производства, дрова) за рассматриваемый период находилось на уровне 3–3,5 млн. т у.т. (26–28%).

На ТЭС наибольшую долю потребляемого топлива составляет уголь (84–86%), остальную часть составляют главным образом прочие виды топлива (13–16%), которые потребляются в основном на станциях лесоперерабатывающих предприятий. Котельные потребляют в большей мере уголь (42–58%), однако, в последние годы прослеживается некоторая тенденция сокращения потребления прочих видов топлива на котельных с 41% в 2010 г. до 34% в 2014 г. В непосредственном потреблении топлива преобладают дрова и отходы производства, а также мазут.

Энергоэффективность экономики характеризуется энергоемкостью и электроемкостью ВРП, потреблением электроэнергии на душу населения, энерговооруженностью труда в экономике.

Иркутская область является одной из наиболее энергоемких регионов страны. Это объясняется суровыми климатическими условиями, наличием большого числа энергоемких производств (алюминиевых, химических, нефтехимических, лесоперерабатывающих и др.).

Важным фактором энергоэффективности экономики являются удельный расход топлива на отпущенную тепловую энергию, снижение потерь тепловой энергии на передачу в тепловых сетях, коэффициенты полезного использования топливно-энергетических ресурсов.

Исходные данные и основные показатели энергоэффективности Иркутской области приведены в таблице 32. Динамика этих показателей за прошедшие 5 лет представлена.

Таблица 32 – Исходные данные и основные показатели энергоэффективности Иркутской области

№ п/п	Показатели	2010	2011	2012	2013	2014
1	Численность населения Иркутской области*, тыс. чел.	2428	2427	2424	2422	2418
2	Активное население на конец года*, тыс. чел.:	1262	1264	1246	1261	1254
2.1	в том числе занятое*, тыс. чел.	1135	1149	1148	1156	1133
3	Производство электроэнергии, млн. кВтч	62400	60461,2	62046,8	56425,4	55074
4	Производство тепловой энергии, млн. Гкал	46,4	44,2	44,1	41,8	40,1
5	Потребление электроэнергии, млн. кВтч	54422,2	53179,5	54708,4	53412,4	52819,7
6	Потребление тепловой энергии, млн. Гкал	40,6	38,7	38,6	36,4	35,0
7	Расход топлива, млн. т у.т.	12,2	12,4	13,5	12,1	11,1
8	Производство тепловой энергии, млн. т у.т.	6,6	6,3	6,3	6,0	5,7
9	Производство электроэнергии, млн. т у.т.	6,7	6,5	6,7	6,6	6,5
10	ВРП*, млрд. руб.	546	635	744	774	831
11	Энергоемкость ВРП ((п.7+п.8+п.9)/п.10), кг у.т./тыс. руб.	46,7	39,7	35,6	31,8	28,1
12	Электроемкость ВРП (п.5/п.10), кВтч/тыс.руб.	99,7	83,7	73,5	69,0	63,6
13	Потребление электроэнергии на душу населения (п.5/п.1), МВтч/чел в год	22,4	21,9	22,6	22,1	21,8
14	Электровооруженность труда в экономике (п.6/п.2.1), кВтч на 1-го чел., занятого в экономике	47,9	46,3	47,7	46,2	46,6

*Данные Иркутскстата

За последние годы наблюдается тенденция снижения как энергоемкости,

так и электроемкости валового регионального продукта (ВРП). Так, в 2014 году энергоемкость ВРП составила 28,1 кг у.т./тыс. руб., тогда как в 2010 году эта величина была равна 46,7 кг у.т./тыс. руб., т. е. за рассматриваемый период энергоемкость ВРП снизилась на 39,8 %. За этот же период электроемкость ВРП снизилась на 36,2%. Это во многом связано с проводимой модернизацией производства на многих предприятиях области, являющихся крупными потребителями энергии, также с изменением структуры ВРП в сторону преобладания не слишком энергоемких производств, в частности, возрастание роли торговой деятельности на фоне сокращения доли промышленности в ВРП, а также реализацией мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Снижение энергоемкости продукции – важное направление экономического развития области. Для этого необходима новая система технических, организационных и экономических мер, направленных на комплексное совершенствование процессов производства и потребления энергии.

Наиболее актуальными с точки зрения повышения энергоэффективности экономики Иркутской области являются следующие задачи:

- снижение энергоемкости производства, в том числе за счет внедрения элементов структурной перестройки энергопотребления, связанной с освоением менее энергоемких схем энергообеспечения, вовлечением в энергетический баланс нетрадиционных возобновляемых источников энергии, местных видов топлива, вторичных энергоресурсов;

- реализация проектов и программ энергосбережения, энергосберегающих технологий, оборудования, отвечающего мировому уровню, и т.п.

Электровооруженность труда и показатель удельного потребления электроэнергии на душу населения за рассматриваемый период изменялись слабо и оставались примерно на одном и том же уровне.

Динамика удельного расхода топлива на отпуск тепловой и электрической энергии на котельных и электростанциях Иркутской области за период 2010–2014 годы приведена в таблице 33.

Таблица 33 – Удельный расход топлива на отпуск тепловой и электрической энергии на котельных и электростанциях Иркутской области

Наименование показателя	Годы				
	2010	2011	2012	2013	2014
Средний удельный расход топлива в котельных, кг у.т./Гкал	183,7	185,5	187,4	186,5	189,5
Средний удельный расход топлива на отпуск электроэнергии по электростанциям, г у.т./кВт·ч	329,26	331,8	338,7	337,1	336,9
Средний удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии на электростанциях, кг у.т./Гкал	141,7	140,6	142,1	141,4	140,6

В целом, с 2010 по 2014 годы удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии на электростанциях изменялся незначительно. С 2010 по 2012 годы наблюдалось увеличение удельного расхода топлива на отпуск электрической энергии от электростанций, что объясняется ежегодным приростом электропотребления и увеличением выработки электрической энергии на ТЭС в конденсационном режиме. Небольшое снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой и электрической энергии от электростанций в 2013 и 2014 годах объясняется значительным повышением среднесуточной температуры наружного воздуха по сравнению с ее многолетним нормативным уровнем.

РАЗДЕЛ 2. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Глава 1. Проблемы развития электроэнергетики Иркутской области

Энергосистема Иркутской области на протяжении всего рассматриваемого периода остается избыточной по производству электроэнергии и мощности. Другой особенностью энергосистемы является преобладающая доля выработки электроэнергии на ГЭС (более 79%) и, соответственно, большая зависимость выработки электроэнергии от режима водности водохранилищ.

Одной из ключевых проблем на электростанциях и котельных области является значительный физический износ оборудования, устранение которого требует больших инвестиций на реконструкцию, восстановительные и капитальные ремонты.

Значительных ограничений в передаче мощности от источников электроэнергии по магистральным электрическим сетям 500 кВ внутри области в настоящее время не наблюдается, однако существуют ограничения выдачи мощности Усть-Илимской ГЭС, составляющие порядка 600 МВт.

Проблемной особенностью объектов электропередачи 500 кВ в Иркутской области, как и в других регионах, является физический износ оборудования и устройств.

В распределительных сетях 220 кВ и ниже имеются проблемы по загрузке оборудования и физическому износу устройств регулирования напряжения, что приводит к ограничению на технологическое присоединение новых потребителей электроэнергии.

Особое внимание уже в настоящее время должно быть уделено проблеме электроснабжения Бодайбинского района. Пропускная способность ВЛ 110 и 220 кВ Таксимо – Мамакан, связывающей его с централизованной сетью, составляет 65 МВт (в нормальной схеме) и 50 МВт (в ремонтных схемах). В Бодайбинском районе на сегодня существует дефицит электрической мощности, а для масштабного освоения новых золотоносных месторождений района требуется дополнительно 137 МВт (согласно заявкам на технологическое присоединение).

Глава 2. Текущее состояние электросетевого хозяйства Иркутской области

Состояние электрических сетей Иркутской области характеризуется достаточно высокой степенью износа. Здесь следует отметить следующее:

1. По филиалам ОАО «ИЭСК» наиболее изношены сети 110 кВ с истекшим нормативным сроком, находящиеся в зоне обслуживания Западных, Южных и Центральных электрических сетей. Общий объем изношенных сетей 110 кВ составляет около 50%;

2. Сети 220 кВ эксплуатируются за пределами нормативных сроков службы в объеме 100% в зоне обслуживания филиала Западных электрических сетей ОАО «ИЭСК»;

3. Также следует отметить большой износ сетей 220 кВ (порядка 65 – 88%), находящихся в зоне обслуживания филиалов Центральных и Южных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

По степени износа трансформаторов следует отметить:

1. Трансформаторы 110 кВ, находящиеся в зоне обслуживания ОГУЭП «Облкоммунэнерго», эксплуатируются за пределами нормативного срока службы в объеме 100%;

2. По филиалам ОАО «ИЭСК» за пределами нормативных сроков службы эксплуатируются около 50% трансформаторов напряжением 110 кВ;

3. Более 79% трансформаторов напряжением 220 кВ филиала ВСЖД ОАО «РЖД» и около 70% трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 220 кВ филиала Центральные электрические сети ОАО «ИЭСК» находятся за пределами нормативных сроков службы.

По степени износа генераторов энергосистемы Иркутской области следует отметить:

1. За пределами нормативных сроков службы эксплуатируется 85% турбогенераторов и 62% гидрогенераторов ОАО «Иркутскэнерго»;

2. В объеме 100% истек нормативный срок службы генераторов Мамаканской ГЭС г. Бодайбо.

Глава 3. Возможности и ограничения энергосистемы Иркутской области при перспективном увеличении нагрузок

В настоящее время на Усть-Илимской ГЭС «заперто» около 600 МВт мощности. Допустимый переток по ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Братская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС – Братский ПП в нормальной схеме составляет 2600-2800 МВт. При отключении одной из ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Братская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС – Братский ПП устанавливается ограничение МДП по ЭП 500 кВ Усть-Илим – Братск по условиям динамической и статической устойчивости 1450–1750 МВт, также ограничение МДП по ЭП 220 кВ Иркутск – Бурятия-Север (БАМ) из-за

недостаточной пропускной способности электрических сетей.

В перспективе предполагается увеличение потребностей в электроэнергии на территории Усть-Кутского и прилегающих районах в связи с развитием ряда промышленных производств. В связи с этим рассматривается вариант удовлетворения перспективных потребностей в электроэнергии от новой Ленской ТЭС на газе с сооружением необходимой электросетевой инфраструктуры.

Ввиду большого износа и истощения пропускной способности электрических сетей и оборудования в энергосистеме Иркутской области имеют место ограничения на технологическое присоединение новых мощностей.

Основные объекты, имеющие ограничения на технологическое присоединение по зонам обслуживания электрических сетей ОАО «ИЭСК» и другим компаниям приведены ниже (в соответствии с информацией ОАО «ИЭСК», перечни центров питания, имеющих ограничение на технологическое присоединение).

1. В зоне обслуживания филиала Южных электрических сетей ОАО «ИЭСК» имеют ограничения на технологическое присоединения дополнительной мощности 15 подстанций напряжением 110 – 220 кВ из 41.

2. В зоне обслуживания филиала Восточных электрических сетей ОАО «ИЭСК» имеют ограничения на технологическое присоединения дополнительной мощности 11 подстанций напряжением 110 кВ из 24.

3. В зоне обслуживания филиала Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК» имеют ограничения на технологическое присоединения дополнительной мощности 7 подстанций напряжением 110 – 220 кВ из 27.

4. В зоне обслуживания филиала Западных электрических сетей ОАО «ИЭСК» имеют ограничения на технологическое присоединения дополнительной мощности 6 подстанций напряжением 110 кВ – 220 кВ из 26.

5. В зоне обслуживания филиала Северных электрических сетей ОАО «ИЭСК» имеют ограничения на технологическое присоединения дополнительной мощности 5 подстанций напряжением 110 – 220 кВ из 47.

6. В зоне обслуживания ЗАО «Витимэнерго» в настоящее время отсутствует возможность технологического присоединения новых пользователей и увеличения мощности существующих вследствие истощения пропускной способности ВЛ 110 кВ и 220 кВ в сечении Таксимо – Мамакан. Следствием этого является также дефицит электрической мощности в Бодайбинском и Мамско-Чуйском районах в осенне-зимний период и ограничение развития промышленности (в т.ч. и золотодобывающей) в этих районах.

7. В зоне обслуживания ОГУЭП «Облкоммунэнерго» нет ПС 110 кВ, имеющих ограничение на технологическое присоединение новых электрических мощностей.

8. В зоне обслуживания ЗАО «Братская электросетевая компания» нет ПС 110 кВ, имеющих ограничение на технологическое присоединение новых электрических мощностей.

Ограничения на технологическое присоединение в энергосистеме Иркутской области возникают прежде всего из-за физического износа электросетевого оборудования и исчерпания пропускной способности. На 2012 год за пределами нормативных сроков службы находятся 46% электрических сетей и 50% оборудования подстанций (трансформаторов, автотрансформаторов) напряжением 110 кВ и выше.

Также наблюдается физический износ основного оборудования электростанций и котельных, который накладывает дополнительные ограничения в функционировании энергосистемы Иркутской области.

К центрам питания, по которым отсутствуют ограничения на технологическое присоединение энергопринимающих устройств (максимальной мощностью свыше 100 МВт для классов напряжения 110-220 кВ и свыше 30 МВт для класса 35/10/6 кВ), с минимальной стоимостью технологического присоединения (в виду отсутствия необходимости реконструкции электрических сетей высокого напряжения), можно отнести: *Усть-Илимский энергорайон; Братский энергорайон; Усольский энергорайон; Ангарский энергорайон; Шелеховский энергорайон.*

Глава 4. Проблема энергодефицита в Бодайбинском районе

Бодайбинский район Иркутской области с 2011 года отнесен к регионам с высокими рисками нарушения электроснабжения. Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Таксимо-Мамакан» составляет 65 МВт, располагаемая мощность Мамаканской ГЭС в зимний период составляет 10–13 МВт. Потребность района в 2014 г. составила до 20 МВт в рамках существующего дефицита.

Существующий энергодефицит в Бодайбинском районе и введение ограничения потребления до 20 МВт (без учета поданных заявок), покрывается за счет дорогой энергии ДЭС (тариф ДЭС в ~20 руб./кВтч, тариф сетей ~1,5 руб./кВтч), которые принадлежат потребителям и вырабатывают электроэнергию для собственного использования.

Развитие энергетики Бодайбинского энергорайона (внешнего электроснабжения) отстает от развития золотодобывающих предприятий. Реализация проектов расширения Вернинского ГОКа, ГОКа Высочайший, строительства Угаханского ГОКа, разработки месторождения Чертово Корято и других предприятий невозможна без решения проблемы энергоснабжения.

На данный момент разработан комплекс мероприятий по решению проблем энергоснабжения Бодайбинского района Иркутской области, который включает проект строительства ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Корято – Сухой Лог – Мамакан с ПС 220 кВ Чертово Корято и ПС 220 кВ Сухой Лог; реконструкции ПС 220кВ Мамакан; перевод второй цепи ВЛ 110 кВ Таксимо-Мамакан с отпайками с напряжения 110 на 220 кВ со строительством ПС 220кВ Дяля и Чаянгро. Необходимо отметить, что для покрытия энергодефицита в Бодайбинском энергорайоне необходимо

выполнение работ не только в сетях ЗАО «Витимэнерго», но и за пределами Бодайбинского района.

Глава 5. Оценка влияния маловодности оз. Байкал на работу энергосистемы Иркутской области

1. Общая характеристика ситуации

Осенью 2014 г. на Байкале и водохранилищах Ангарского каскада ГЭС сложилась неблагоприятная водохозяйственная обстановка, обусловленная катастрофическим маловодьем. Приток в озеро составил около 67% от нормы. В результате, к началу октября водохранилище оказалось наполненным только наполовину, а в период с октября по январь уровень воды снизился на 43 см и по состоянию на 20 января 2015 г. составляет 456,08 метров.

По информации Минприроды России 19.02.2015 г. уровень воды в оз. Байкал достиг минимальной отметки – 456 м, установленной постановлением Правительства Российской Федерации от 26 марта 2001 года № 234 «О предельных значениях уровня воды в озере Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности». По прогнозам Гидрометцентра РФ до мая 2015 г. озеро понизится еще на 13–15 сантиметров, пока не начнется паводок, который сможет выправить положение.

В целях предупреждения чрезвычайной ситуации, связанной с уменьшением уровня воды в оз. Байкал, Правительством Российской Федерации издано постановление от 4 февраля 2015 года № 97 «О предельных значениях уровня воды в озере Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в осенне-зимний период 2014/15 года». Данным постановлением устанавливается, что в условиях экстремально маловодного периода в бассейне озера Байкал допускается использование водных ресурсов озера в осенне-зимний период 2014/2015 года ниже установленного минимального значения уровня в объеме, обеспечивающем функционирование водозаборных сооружений объектов экономики и социальной сферы, расположенных в нижнем бьефе Иркутского гидроузла.

2. Возможные риски снижения выработки Иркутской ГЭС в связи с маловодностью оз. Байкал.

Объем суточной выработки Иркутской ГЭС определяется среднесуточными сбросными расходами. Базовые расходы Иркутской ГЭС в зимний период установлены редакцией «Правил использования водных ресурсов водохранилищ Ангарского каскада ГЭС (Иркутского, братского и Усть-Илимского)» (далее – ПИВР), утвержденных приказом Министерства мелиорации и водного хозяйства РСФСР от 30.11.1987 и действующих по настоящее время.

В соответствии с рекомендациями Межведомственной рабочей группы по регулированию режимов работы водохранилищ Ангаро-Енисейского

каскада и Северных ГЭС (протокол заседания от 26.01.2015 № 01–15) Енисейским бассейновым водным управлением установлен (письмо от 28.01.2015 № 05–258) режим работы Иркутского гидроузла со среднесуточными сбросными расходами 1300 куб. м/с со снижением до 1250 куб. м/с при установлении ледостава в нижнем бьефе. Работа Иркутской ГЭС с расходами менее 1250 куб. м/с ПИВР не предусмотрена и по данным Правительства Иркутской области и ОАО «Иркутскэнерго» влечет за собой опасность возникновения чрезвычайной ситуации в результате нарушения работы водозаборов, являющихся источниками питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, а также водоприемных сооружений ТЭЦ-9 и ТЭЦ-10 филиалов ОАО «Иркутскэнерго» установленной мощностью 540 МВт и 1110 МВт соответственно.

В то же время, снижение выработки Иркутской ГЭС в условиях маловодности оз. Байкал не оказывает существенного влияния на надежность электроснабжения потребителей Иркутско-Черемховского энергорайона и, в частности, населения и предприятий г. Иркутска, поскольку имеются резервы по генерации на тепловых электростанциях и существенный запас по пропускной способности сети 500 кВ Братск–Иркутск.

РАЗДЕЛ 3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Глава 1. Цели и задачи развития электроэнергетики Иркутской области

В настоящее время Иркутская область является энергоизбыточным регионом с большим природным энергетическим потенциалом. Основным источником генерации электроэнергии является гидроэнергетика. Кроме того, в регионе имеются большие запасы углеводородов и угля.

Несмотря на эффективную работу энергосистемы и привлекательные условия ведения бизнеса в регионе, обусловленные самой низкой стоимостью электроэнергии в стране, в дальнейшем при отсутствии соответствующих мероприятий ситуация может измениться.

Основные риски для ухудшения ситуации в энергетике региона связаны с высокой энергоемкостью секторов экономики (промышленности, жилищно-коммунальной сферы), потенциальной энергодефицитностью региона в связи с возможной реализацией крупных инвестиционных проектов (в алюминиевой промышленности, газохимической промышленности, горнометаллургическом комплексе и проч.) и другими причинами.

В то же время, несмотря на региональную энергоизбыточность, в пределах Иркутской области существуют районы, где из-за неразвитой сетевой инфраструктуры наблюдаются проблемы с энергообеспечением (например, Бодайбинский район).

Таким образом, дальнейшее развитие электроэнергетики и энергетического комплекса в целом должно быть направлено на устранение следующих проблем:

1. Наличие энергодефицитных территорий с большим потенциалом промышленного развития.
2. Угроз роста социальных рисков в связи с наличием энергодефицитных территорий с низким уровнем платежеспособного спроса.
3. Неиспользованный потенциал местной сырьевой базы.

Обладая уникальными запасами углеводородов, Иркутская область по уровню использования газа в топливно-энергетическом балансе уступает субъектам европейской части Российской Федерации, что не позволяет снизить негативное воздействие на окружающую среду существующими объектами энергетики.

Инфраструктурные ограничения не позволяют эффективно использовать экономический потенциал Иркутской области, сдерживая освоение северных территорий, богатых полезными ископаемыми.

Кроме того, имеется потенциал расширения использования других природных ресурсов: угля, возобновляемых источников энергии, древесного топлива и других. Возможности использования этих ресурсов недооценены, хотя они имеют большое значение для отдельных территорий (например, потенциал использования местных углей в Черемховском районе и проч.).

Активное проведение энергосберегающей политики позволит повысить технический уровень энергетического комплекса Иркутской области и осуществить модернизацию не только объектов электроэнергетики и топливно-энергетического комплекса в целом, но и действующих производств, а также, при сохранении комфортных условий у конечных потребителей, снизить финансовую нагрузку, связанную с энергоресурсопотреблением, на бюджеты всех уровней. Модернизация и повышение энергоэффективности экономики Иркутской области являются основными механизмами для снижения электро- и энергоемкости внутреннего валового продукта, повышения конкурентоспособности конечной продукции, выпускаемой товаропроизводителями и обеспечения доступности энергоснабжения для потребителей.

Стратегические цели развития электроэнергетики Иркутской области включают:

- обеспечение энергетической безопасности региона;
- удовлетворение потребностей экономики и населения региона в электрической энергии (мощности);
- обеспечение надежности работы системы электроснабжения региона;
- инновационное обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии.

Для достижения стратегических целей развития электроэнергетики необходимо решение следующих основных задач:

- обеспечение широкого внедрения новых высокоэффективных технологий производства, транспорта и распределения электроэнергии и, тем самым, построение электроэнергетики на качественно новом технологическом уровне;
- создание эффективной системы управления функционированием и развитием энергосистемы и электроэнергетики региона в целом, обеспечивающей минимизацию затрат;
- обеспечение эффективной политики органов власти в электроэнергетике;
- диверсификация ресурсной базы электроэнергетики путем расширения ниши для увеличения доли газа в производстве электроэнергии на ТЭС, расширения использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии;
- сбалансированное развитие генерирующих мощностей и электрических сетей, обеспечивающих требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей;
- развитие малой энергетики в зоне децентрализованного энергоснабжения за счет повышения эффективности использования местных энергоресурсов, развития электросетевого хозяйства, сокращения объемов потребления завозимых светлых нефтепродуктов;
- разработка и реализация механизма сдерживания цен за счет технологического инновационного развития отрасли, снижения затрат на строительство генерирующих и сетевых мощностей, создания эффективной системы управления;
- снижение негативного воздействия электроэнергетики на окружающую среду на основе применения наилучших существующих и перспективных технологий.

Глава 2. Перспективные проекты социально-экономического развития Иркутской области

В рассматриваемый прогнозный период до 2020 года в Иркутской области планируется реализация ряда крупных инвестиционных проектов, среди которых строительство Тайшетского алюминиевого завода (ТАЗа), развитие системы электроснабжения объектов трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан – I» (ВСТО), строительство Ленской ТЭС в г. Усть-Куте, строительство газопровода Иркутская область (Ковыкта) – Якутия (Чаяндинское месторождение) протяженностью 800 км в рамках проекта газотранспортной системы для Иркутского и Якутского центров газодобычи «Сила Сибири», разработка новых золотоносных месторождений Бодайбинского района (Вернинского ГОКа, ГОКа Высочайший, разработки месторождения «Чертово Корыто» и других), развитие объектов «Восточного полигона» Байкало-Амурской магистрали, строительство Сибирского электрометаллургического завода в г. Братске и другие проекты.

1. Тайшетский алюминиевый завод

По информации ОАО «РУСАЛ» строительство Тайшетского алюминиевого завода (ТАЗ) проектной мощностью 750 тыс. т алюминия в год и максимальной электрической нагрузкой 1440 МВт в настоящее время на территории Иркутской области приостановлено. При разработке прогнозов потребления электрической энергии и мощности сроки ввода первой очереди завода отнесены на 2018 год, а выход завода на проектную мощность выходит за рамки рассматриваемой перспективы.

В настоящее время реализовано строительство объектов внешнего электроснабжения ТАЗа в следующем объеме:

- заходы ВЛ №502 на ПС Озерная;
- ВЛ 500 кВ Тайшет – Озерная (№506);
- КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная с УШР 500 кВ;
- ПС Озерная с одним автотрансформатором (АТ-3) 500/220 кВ мощностью 501 МВА, одним трансформатором (Т-2) 220/35 кВ мощностью 63 МВА, УШР мощностью 180 Мвар в ячейке ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная. Автотрансформатор 500/220 кВ и трансформатор 220/35 кВ на текущий момент не введены в эксплуатацию.

2. Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан»

Схема внешнего электроснабжения объектов трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан – I» (ВСТО) представляет собой схему питания 20 объектов ВСТО: НПС-1 – НПС-20, расположенных в Иркутской области, Республике Саха (Якутия), Амурской области. Нагрузки НПС относятся к первой категории по надежности электроснабжения.

На территории Иркутской области в настоящее время размещены три нефтеперекачивающих станции – НПС-1, НПС-4 и НПС-8. Их электроснабжение НПС-1 осуществляется на напряжении 35 кВ от шин 35 кВ ПС Тайшет.

В период до 2020 года (с перспективой до 2030 года), для обеспечения возможностей расширения системы ВСТО до 80 млн. т. в год и реализации схемы внешнего электроснабжения трубопроводной системы, на территории Иркутской области сооружаются следующие объекты:

- ВЛ 220 кВ Пеледуй-Рассоха №1 и №2 (достройка уч-ка ВЛ 220 кВ от ПС Талаканская до ПС Пеледуй) (объемы учтены в ОЭС Востока);
- ВЛ 220 кВ Тира – Надеждинская – Рассоха I и II цепь;
- ПС 220 кВ Рассоха;
- ПС 220 кВ Надеждинская;
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Бобровка № 1 и № 2;
- ПС 220 кВ Бобровка;
- ВЛ 220 кВ Бобровка – Тира № 1 и № 2;
- ПС 220 кВ Тира;
- ВЛ 220 кВ Братский ПП – Табь №1 и №2;

- ПС 220 кВ Табь;
- Отпайки от ВЛ 220 кВ Братский ПП – Табь №1 и №2 на ПС 220 кВ Чукша;

- ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 (Ильимская) I и II цепь;

- ПС 220 кВ НПС-5 (Ильимская).

Суммарная нагрузка НПС-1 – НПС-9 при реализации мероприятий составит около 162,2 МВт.

3. Развитие объектов «Восточного полигона» Байкало-Амурской магистрали

В связи с планируемым ростом промышленного производства в Братском, Усть-Кутском, Тайшетском районах ожидается рост грузовых и пассажирских перевозок в этих направлениях. Для обеспечения потребностей в электрической энергии для подвижных составов ОАО "РЖД" предполагается техническое перевооружение и усиление объектов электроснабжения на участке Тайшет-Таксимо (объекты "Восточного полигона" Байкало-Амурской магистрали), максимальная потребляемая мощность составит 349,5 МВт (по данным ОАО «РЖД»). Стоит отметить, что на рост железнодорожных перевозок и уровень электропотребления ОАО "РЖД" непосредственное влияние оказывает развитие промышленных производств в прилегающих районах.

4. Расширение производственных мощностей Ангарского завода полимеров

В настоящее время разрабатывается проектная документация на установки производства полиэтилена (ПЭ) и полипропилена (ПП). На сегодняшний день готовы базовые проекты для расширения мощностей, а также выбраны лицензиары для установок полиэтилена (INEOS), полипропилена (Novolen) и пиролиза (Technip). Генеральным проектировщиком выступает «Ангарскнефтехимпроект». Проектом предусмотрено увеличение выработки этилена до 350 тыс. тонн, ПЭ – до 350 тыс. тонн и ПП – до 150 тыс. тонн в год. На основании полученных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» предполагается увеличение максимальной электрической нагрузки на 96,6 МВт.

Для обеспечения схемы внешнего электроснабжения предполагается строительство электросетевых объектов:

- ГПП 110/6 кВ с двумя силовыми трансформаторами 110/6 кВ;
- шлейфовые заходы ВЛ 110 кВ;
- реконструкция ОРУ 110 кВ при необходимости.

5. Развитие г. Байкальска и особой экономической зоны

Особая экономическая зона туристско-рекреационного типа в Иркутской области (далее – ОЭЗ) создана постановлением Правительства Российской Федерации от 3 февраля 2007 года № 72 «О создании на территории Иркутского районного муниципального образования Иркутской области особой экономической зоны туристско-рекреационного типа».

Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 сентября 2010 года № 692 «Об особой экономической зоне туристско-рекреационного типа, созданной на территории Иркутской области» площадь особой экономической зоны туристско-рекреационного типа увеличена за счет включения земельных участков, расположенных на территории муниципального образования «Слюдянский район» Иркутской области.

На территории муниципального образования «Слюдянский район» планируется развитие застройки горнолыжного курорта «Гора Соболиная», который расположен на юго-восточном побережье Байкала у подножья горного хребта Хамар-Дабан, близ города Байкальска. Для обеспечения электроснабжения ОЭЗ получены ТУ на ТП энергопринимающих устройств максимальной мощностью 15,7 МВт. Планируется сооружение новых объектов электросетевого хозяйства:

- ПС 35 кВ Предгорная;
- двухцепная ВЛ 35 кВ ГПП-1 – Предгорная.

В связи с закрытием производства Байкальского целлюлозно-бумажного комбината эксплуатация существующей ТЭЦ г. Байкальска становится экономически неэффективной, в связи с этим необходимо строительство нового теплоисточника. В соответствии с выполненным ООО «ВЭБ Инжиниринг» Правительство Иркутской области приняло решение о строительстве электроугольной котельной. Мощность угольных водогрейных котлов составит 80 Гкал/ч, а электрокотлов – 40 Гкал/ч. Электрокотлы планируется использовать как резервные в зимний период и как основные в летний период для обеспечения потребностей горячего водоснабжения. Требуемая максимальная электрическая мощность для обеспечения бесперебойной работы электрокотлов составит 47,9 МВт, годовой объем электропотребления оценивается в 167,8 млн. кВтч.

В настоящее время разрабатывается проект электроугольной котельной, его утверждение предполагается в конце 2015 года, ввод в эксплуатацию планируется с 2017 года. Мощность котельной предполагает перспективное развитие города и увеличение пиковых нагрузок.

Сооружение электроугольной котельной (48 МВт) потребует выполнение работ по модернизации электросетевых объектов.

6. Сибирский электрометаллургический завод

В период с 2015 по 2016 годы планируется строительство металлургического предприятия по выпуску сортового проката и стальной заготовки ЗАО «Сибирский электрометаллургический завод» в г. Братске с суммарным потреблением мощности около 90 МВт.

Для электроснабжения завода предусматривается:

- строительство ПС 220/35/10 кВ СЭМЗ с установкой одного трансформатора мощностью 100 МВА (для питания технологической нагрузки 67,5 МВт по 3-й категории надежности) и двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый для питания вспомогательного оборудования (22,5 МВт по 1-й категории надежности);
 - одноцепное ответвление от вновь образованной ВЛ 220 кВ БГЭС – Заводская (№ 237);
 - одноцепное ответвление от ВЛ 220 кВ БГЭС – Заводская (№ 238).
- На данный момент согласно ТУ введен АТ 125 МВА на ПС Падунская.

7. Газотранспортная система для Иркутского и Якутского центров газодобычи «Сила Сибири»

В настоящее время реализуется I этап строительства газопровода «Якутия – Хабаровск – Владивосток». В рамках II этапа запланировано строительство газопровода Иркутская область (Ковыкта) – Якутия (Чаяндинское месторождение) протяженностью 800 км. Предполагается, что маршрут трассы газопровода пройдет вдоль трассы действующего магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Электроснабжение газотранспортной системы планируется осуществить от электросетевых объектов, строительство которых предусмотрено для электроснабжения нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан». На данный момент заявка на получение ТУ на ТП отсутствует, максимальная электрическая мощность может составить 200 МВт.

8. Зашихинское редкометалльное месторождение

Производительность Зашихинского месторождения составляет 1 млн. т в год. На территориях, прилегающих к району проектирования (южная часть Нижнеудинского и Тулунского районов, Тофалария), разведаны запасы таких полезных ископаемых, как:

- уголь (Катарбейское, Ишидейское месторождения); марганец (Новониколаевское месторождение);
- свинец, цинк, олово, золото (Белозиминское месторождение, Джугоякский рудный узел);
- уран (Уватский урановорудный узел); иттрий, гадолиний, бериллий и самарий (Ярминское месторождение);
- ниобий, тантал (Зашихинское, Белозиминское, Среднезиминское, Большетаганское месторождения);
- алмазы (Тангуй-Удинская площадь).

Строительство ПС Зашихинского ГОКа и ПС 35 кВ в пос. Алыгджер (с населением 660 человек) позволит обеспечить потребителей поселка качественной электроэнергией. В перспективе возможно строительство ВЛ 10 кВ от пос. Алыгджер до пос. Нерха (с населением 220 человек по данным

Всероссийской переписи населения 2010 года).

Эффективность развития электрических сетей рассматриваемых районов возможна лишь с освоением новых месторождений полезных ископаемых, так как электрификация отдаленных территорий требует значительных капиталовложений, а строительство ЛЭП для централизованного электроснабжения только небольших поселков нерентабельно с точки зрения окупаемости инвестиций. С другой стороны, развитие энергетической и транспортной инфраструктуры Тофаларии позволит реализовать неостребованный пока потенциал природных богатств, рекреационных ресурсов, экологического и спортивного туризма.

Реализация дополнительного технологического присоединения новых потребителей рассматриваемого района при подключении к сети 110 кВ и ниже возможна только после проведения реконструкции центров питания – ПС 500 кВ Тайшет и ПС 220 кВ Тулун – с увеличением их трансформаторной мощности.

9. Иркутский авиационный завод

Иркутский авиационный завод разворачивает производство пассажирских самолетов семейства МС-21 на фоне сохранения объемов выпуска военной продукции. В связи с этим планируется прирост максимальной мощности на 28,8 МВт. Для обеспечения надежного электроснабжения в полном объеме требуется реконструкция оборудования существующих ПС 110 кВ ГПП ИАЗ и 220 Ново-Ленино, а также реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Мегет с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Мегет с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками.

10. Ленская ТЭС в г. Усть-Куте

В период до 2020 года (с перспективой до 2030 г.) предполагается увеличение потребностей в электроэнергии на территории Усть-Кутского и прилегающих районах в связи с развитием ряда промышленных производств (газоразделительного и газохимического комплексов в г. Усть-Куте, золоторудных месторождений на севере области, БАМа, нефтепровода ВСТО, газопровода «Сила Сибири» и др.). В соответствии с имеющимися планами по развитию электрической сети северобайкальского участка БАМа и прилегающих энергорайонов, согласно расчетам выполненным в 2012 г. ОАО «СО ЕЭС», возможно строительство магистральных линий электропередачи, проходящих через Усть-Кут, которые соединят энергосистемы Дальнего Востока и Сибири, что позволит осуществлять перетоки электроэнергии на восток России. Это позволит обеспечить выдачу имеющейся электрической мощности на Усть-Илимской ГЭС. При этом для покрытия дефицита мощности в энергорайоне с учетом роста нагрузки, по результатам расчетов ОАО «СО ЕЭС», целесообразно сооружение Ленской

парогазовой ТЭС

В связи с этим для удовлетворения перспективных потребностей в электроэнергии предусмотрены следующие проекты:

– электроснабжение Усть-Кутского района от Усть-Илимской ГЭС с расширением ВЛ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут на уровень напряжения 500кВ;

– строительство Ленской ТЭС на газе с сооружением необходимой электросетевой инфраструктуры.

Основные перспективные потребители электроэнергии в Усть-Кутском энергорайоне представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Перспективные потребители электроэнергии в Усть-Кутском энергорайоне

Объект присоединения	Сроки технологического присоединения, годы	Подтвержденная потребность мощности*, МВт
Потребители Бодайбинского энергорайона	2015–2018	137
Нефтепровод «ВСТО»	2017–2030	162,2
ОАО «РЖД»	2018–2025	349,5
Всего	2015–2030	648,7

Примечание: *по данным инвестпрограмм компаний

Согласно данному прогнозу, выполненному на основании утвержденных инвестиционных проектов компаний, планируется прирост максимальной мощности на уровне 649 МВт к 2030 году (потребители Бодайбинского энергорайона, строительство нефтепровода «ВСТО» и увеличение пропускной способности ОАО «РЖД»).

Наряду с указанными нагрузками Усть-Кутского энергорайона существует ряд неподтвержденных потребностей следующих объектов (622 МВт): Удоканский ГОК (368 МВт), два новых золотоносных месторождения «Чертово Корыто» и «Сухой Лог» (54–200 МВт (по оценке министерства экономического развития Иркутской области), строительство газопровода «Сила Сибири» (200 МВт).

С учетом перспективных потребностей района в электрической энергии и для обеспечения надежного теплоснабжения Усть-Кутского района, г. Усть-Кут, Правительство Иркутской области приняло решение о строительстве парогазовой электростанции в Усть-Куте. Первоначальная проектная установленная мощность станции планировалась на уровне 1068 МВт.

По проекту строительства Ленской ТЭС ОАО «Иркутскэнерго» были выполнены предпроектные работы, разработано ТЭО, проведены общественные слушания, достигнуты договоренности по поставкам газа с северных месторождений газа Иркутской области, проработаны варианты

подключения к теплоснабжению г. Усть-Кута от этой ТЭС. Сроки реализации проекта будут определяться реальной готовностью потребителей и развитием сетевой инфраструктуры.

Выделенная площадка под строительство электростанции расположена в г. Усть-Куте между микрорайонами Речники и Бирюсинка. Площадь земельного участка площадки составляет 260 000 кв. м. Акт выбора земельного участка утвержден Усть-Кутским муниципальным образованием в январе 2013 г.

В проекте «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015–2021 годы» (далее - СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы) проект строительства Ленской ТЭЦ представлен в разделе «Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2015–2021 годы». Согласно представленным данным ввод первой очереди станции мощностью 230 МВт (ПГУ-230) планируется в 2019 году. Ввод второй и третьей очередей строительства ПГУ-блоками единичной мощностью по 419 МВт предполагается в 2020 и 2021 годах соответственно. Планируется, что поставка топлива будет осуществляться ООО «Иркутская нефтяная компания» с Ярактинского и Марковского месторождений. Ежегодный объем потребления газа может составить порядка 2 млрд. куб. м.

Необходимо отметить, что ввод второго и третьего блоков может быть осуществлен только при наличии потребителей и сооружении линий электропередачи. Для выдачи электрической мощности Ленской ТЭС дополнительно потребуется строительство ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская – Таксимо – Чара с соответствующими подстанциями.

Схема выдачи мощности первого энергоблока Ленской ТЭС предусматривает выполнение минимально необходимого объема электросетевого строительства:

– строительство ПС 500 кВ Усть-Кут в объеме переключательного пункта 220 кВ;

– присоединение Ленской ТЭС к РУ 220 кВ ПС Усть-Кут по ВЛ 220 кВ.

В соответствии с утвержденной инвестиционной программой ОАО «ФСК ЕЭС» на 2015-2019 гг. (и проектом инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг.) к 2017 г. запланировано завершение строительства ПС 500 кВ Усть-Кут в объеме ОРУ 500 кВ, ОРУ 220 кВ и АТ 500/220 кВ.

Данные мероприятия и ввод первого блока позволят обеспечить возросшие потребности в электроэнергии и повысить надежность электроснабжения потребителей зоны БАМа при совокупном строительстве электросетевых объектов.

В 2014 году утверждена Схема теплоснабжения г. Усть-Кута, согласно которой тепловая нагрузка города к 2020 г. составит 180 Гкал/ч. В настоящее время теплоснабжение осуществляется от 20 котельных. Планируется, что газовая Ленская ТЭС будет отапливать центральную и восточную часть города, что позволит закрыть 12 неэффективных котельных и обеспечит

качественное, экономичное и надежное теплоснабжение потребителей.

В соответствии с вышеизложенным, целесообразность строительства Ленской парогазовой ТЭС обусловлена ростом перспективных нагрузок прилегающих энергорайонов.

Целесообразность расширения линии электропередачи Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут обусловлена необходимостью усиления сети

11. Тельмамская ГЭС

Министерством энергетики РФ Бодайбинский район Иркутской области отнесен в число энергодефицитных районов с высокими рисками прохождения максимумов энергетических нагрузок.

Один из вариантов решения проблемы энергодефицитного района – строительство Тельмамской ГЭС на реке Мамакан выше существующего водохранилища Мамаканской ГЭС. В ОАО «ЕвроСибЭнерго» подготавливается декларация о намерениях строительства Тельмамской ГЭС, при этом срок возможного ввода находится за пределами 2020 г.

Предварительные характеристики Тельмамской ГЭС: установленная мощность – 450 МВт; число агрегатов – 3; мощность 1 агрегата – 150 МВт; выработка электроэнергии – около 1,6 млрд. кВт.ч/год; расчетный напор – 120 м; расчетный расход – 3 960 м³/с.

В случае строительства Тельмамской ГЭС выработка Мамаканской ГЭС увеличится на 50% (0,15-0,18 млрд. кВтч/год). Помимо решения проблемы энергодефицитного Бодайбинского района строительство и запуск ГЭС позволит обеспечить устойчивое энергоснабжение крупных потребителей за пределами Иркутской области вдоль БАМа.

Глава 3. Прогноз потребления и спроса электроэнергии и мощности на 5-летний период

1. Прогноз потребления и спроса электроэнергии и мощности на 5-летний период, разрабатываемый ОАО «СО ЕЭС»

На основании прогноза потребления электроэнергии и мощности, разработанного ОАО «СО ЕЭС», сформированы балансы электрической энергии и мощности на пятилетний период до 2020 г. (далее – прогноз системного оператора), представленные в таблицах 35 и 36.

Таблица 35 – Прогноз производства и потребления электроэнергии в Иркутской области, разрабатываемый ОАО «СО ЕЭС», млн. кВтч

Показатель	Годы						
	2014 факт	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Электропотребление	52820	52846	53078	53304	54233	56053	56633

Среднегодовые темпы прироста, %	–	0,05	0,4	0,4	1,7	3,4	1,0
Производство электроэнергии	55074	54238	58851	59096	59387	59659	59763
Сальдо-переток	2254	1392	5773	5792	5154	3606	3130

Примечание: указанные уровни электропотребления соответствуют данным филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

Таблица 36 – Прогноз потребления мощности в Иркутской области, разрабатываемый ОАО «СО ЕЭС», МВт

Показатель	Годы						
	2014 факт	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Максимум нагрузки	7670	7700	7723	7814	8058	8226	8235
Среднегодовые темпы прироста, %	–	0,39	0,30	1,18	3,12	2,08	0,11
Расчетный резерв мощности (отчетный*, далее 12%)	2492*	924	927	938	967	987	988
ИТОГО потребность	10162	8624	8650	8752	9025	9213	9223
Установленная мощность	13296	13296	13343	13381	13418	13445	13445

Примечание: указанные уровни электропотребления соответствуют данным филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

Прогнозируемый прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Иркутской области (3,8 млрд. кВтч к концу прогнозного периода) будет связан с увеличением потребности в электрической энергии за счет ввода новых потребителей: Сибирского электрометаллургического завода в Братске (ЗАО «СЭМЗ»); освоения новых золоторудных месторождений в Бодайбинском районе (Вернинское, Голец Высочайший, Чертово Корыто); развития особой экономической зоны туристско-рекреационного типа (ОЭЗ ТРТ) «Ворота Байкала» на территории предгорного участка «Гора соболиная» Слюдянского района; реконструкции производства на предприятиях ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» и Ангарский завод полимеров, расширения системы ВСТО (ООО «Транснефть-Восток»), а также строительства жилых комплексов в Иркутске, Иркутском районе, а также других крупных городах области.

В таблице 37 представлен прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на периоды 2015-2020 годы. Из таблицы видно, что значительный прирост потребления электроэнергии ожидается в Бодайбинском и Братском энергорайонах (50,7% и 15,7% соответственно), что связано с вводом новых крупных промышленных потребителей. Прирост потребляемой мощности в Бодайбинском и Братском энергорайонах составит 15,3% и 70,8% соответственно. В других энергорайонах области существенного увеличения потребления электроэнергии и мощности не прогнозируется (0,3–1,6%).

Таблица 37 – Прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2015–2020 годы

Энергорайон	Единица измерения	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Усть-Илимский энергорайон	млн.кВтч	4027,7	4029,7	4033,7	4061,2	4092,8	4092,8
	МВт	587	587	587	594	594	594
Братский энергорайон	млн.кВтч	20287,4	20474,9	20588,4	21191,2	22917,7	23469,9
	МВт	2961	2978	3013	3242	3410	3413
Бодайбинский энергорайон	млн.кВтч	781,1	781,1	871,2	1143,3	1177,4	1177,4
	МВт	89	89	144	152	152	152
Иркутско-Черемховский энергорайон	млн.кВтч	23339,7	23379,9	23393,9	23417,3	23440,7	23464,2
	МВт	3420	3426	3427	3427	3427	3430
Тулунско-Зиминский энергорайон	млн.кВтч	4410	4412	4417	4420	4424	4429
	МВт	643	643	643	644	644	645
Электропотребление, всего	млн.кВтч	52846,0	53078,0	53304,0	54233,0	56053,0	56633,0
Максимум нагрузки потребления (собств.)	МВт	7700	7723	7814	8058	8226	8235

На основе данных генерирующих и энергосбытовых компаний, крупных предприятий, муниципальных образований и статистической отчетности выполнены расчеты по структуре электропотребления Иркутской области в прогнозе системного оператора на период 2015–2020 годы, результаты которых приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Прогноз структуры электропотребления в Иркутской области на период 2015–2020 годы

Отрасль	Годы											
	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Потреблено электроэнергии всего, в т.ч.:	52846	100	53078	100	53304	100	54233	100	56053	100	56633	100
Промышленность	33462	63,3	33994	64,0	34799	65,3	35426	65,3	36701	65,5	37086	65,5
Собственные нужды электростанций	2272	4,3	2229	4,2	2239	4,2	2278	4,2	2354	4,2	2379	4,2
Строительство	317	0,6	318	0,6	320	0,6	325	0,6	336	0,6	340	0,6
Население	5781	10,9	5892	11,1	5995	11,2	6096	11,2	6207	11,1	6322	11,2
Прочие коммунальные услуги	542	1,0	552	1,0	562	1,1	571	1,1	582	1,0	592	1,0
Сельское хозяйство	575	1,1	578	1,1	581	1,1	584	1,1	587	1,0	590	1,0
Прочие отрасли экономики	6145	11,6	5746	10,8	5077	9,5	5157	9,5	5362	9,6	5360	9,5
Потери в электросетях	3752	7,1	3769	7,1	3731	7,0	3796	7,0	3924	7,0	3964	7,0

Примечание: указанные уровни электропотребления соответствуют данным филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ; уровни электропотребления по отраслям соответствуют данным предприятий и энергосбытовых компаний.

В целом структура электропотребления останется прежней с незначительными изменениями. С 2015 года по данным промышленных предприятий ожидается рост промышленного электропотребления до уровня

37086 млн. кВтч к 2020 году. Потребление электроэнергии населением также увеличится и составит в 2020 году около 6322 млн. кВтч.

В таблице 39 приведена информация по прогнозу электропотребления крупными потребителями Иркутской области, составленная на основании прогнозов электропотребления, представленных самими предприятиями и компаниями. В целом по предприятиям намечается достаточно стабильное потребление, хотя некоторые из них прогнозируют его снижение в расчетном периоде. В тоже время отдельные компании планируют прирост электропотребления (Филиал «ИрКАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ», Братский завод ферросплавов, Иркутский авиационный завод).

Таблица 39 – Прогноз электропотребления крупными промышленными потребителями Иркутской области, млн. кВтч

Наименование потребителя	Годы						
	2014 (факт)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	893,9	902,0	902,0	902,0	902,0	902,0	902,0
ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080
ЗАО «Илимхимпром»	400,2	442,8	442,8	442,8	442,8	442,8	442,8
ОАО «Братский завод ферросплавов»	813,6	870,0	1276,0	1740,0	1740,0	1740,0	1740,0
Филиал «ИрКАЗ-Суал» ОАО «СУАЛ»	6799	7087	7087	7495	7495	7495	7495
ОАО «РУСАЛ Братск»	17068,7	17047,1	17094,0	17047,1	17047,1	17047,1	17094
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	1305	951,5	1022,9	999,1	999,1	999,1	999,1
ОАО «Усольехимпром»	6,0	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
ОАО «Саянскхимпласт»	736,7	747,6	747,6	747,6	747,6	747,6	747,6
ООО «Компания «Востсибуголь»	163,7	184,1	190	190	190	190	190
Иркутский авиационный завод – филиал ОАО «НПК «Иркут»	137,8	139,2	140,6	143,4	144,8	146,3	147,7
Филиал ОАО «РЖД» Восточно-Сибирская железная дорога»	2979,0	2979,9	2980,8	2981,7	2982,5	2983,4	2984,3
ОАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»	419,0	454,0	454,0	454,0	454,0	439,0	410,0
ОАО «Ангарский электролизный химический комбинат»	331,8	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
ООО «Усолье-Сибирский Силикон»	-	-	-	-	-	-	-
ОАО «БЦБК»	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: составлено по данным компаний и предприятий

2. Прогноз потребления и спроса электроэнергии (мощности), предоставляемый органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации

На основании информации, предоставленной министерством жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области, разработаны прогнозы потребления и производства электроэнергии на территории Иркутской области на 5-летний период до 2020 года, представленный в таблице 40.

Таблица 40 – Прогноз потребления и производства электроэнергии на территории Иркутской области на 5-летний период до 2020 г.

Показатели	Ед. изм.	Годы						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Электропотребление	млрд. кВтч	52820	52846	53078	54121	55127	57062	57677
Среднегодовые темпы прироста	%	–	0,05	0,44	1,97	1,86	3,51	1,08
Выработка	млн. кВтч	55074	54238	58851	59096	59387	60671	60775
Сальдо-переток	млн. кВтч	2254	1392	5773	4975	4260	3609	3098

Примечание: на основе данных министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области, филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

Дополнительный прирост спроса на электрическую энергию (1,04 млрд. кВтч к концу прогнозного периода) и мощность (118 МВт к концу прогнозного периода) по энергосистеме Иркутской области относительно прогноза системного оператора будет связан с увеличением пропускной способности железнодорожных путей ОАО «РЖД», подключением дополнительных мощностей филиала ОАО «Корпорация «Иркут» ИАЗ, разработкой Зашихинского месторождения, строительства электроугольной котельной в г. Байкальске.

При реализации планируемых инвестиционных проектов структура прогнозного электропотребления Иркутской области на период 2015–2020 годы приведена в таблице 41.

Таблица 41 – Структура прогнозного электропотребления Иркутской области на период 2015–2020 годы

Отрасль	Годы											
	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Потреблено электроэнергии всего, в т.ч.:	52846	100	53078	100	54121	100	55127	100	57084	100	57699	100
Промышленность	33462	63,3	33994	64	34941	64,6	35616	64,6	36963	64,8	37370	64,8
Собственные нужды электростанций	2272	4,3	2229	4,2	2239	4,1	2278	4,1	2376	4,2	2401	4,2
Строительство	317	0,6	318	0,6	320	0,6	325	0,6	336	0,6	340	0,6

Отрасль	Годы											
	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Население	5781	10,9	5892	11,1	5995	11,1	6096	11,1	6207	10,9	6322	11,0
Прочие комм. услуги	542	1	552	1	577	1,1	586	1,1	597	1,0	607	1,1
Сельское хозяйство	575	1,1	578	1,1	581	1,1	584	1,1	587	1,0	590	1,0
Прочие отрасли	6145	11,6	5746	10,8	5680	10,7	5784	10,5	6022	10,6	6031	10,5
Потери в эл.сетях	3752	7,1	3769	7,1	3788	7,0	3859	7,0	3996	7,0	4039	7,0

Примечание: уровни электропотребления по отраслям соответствуют данным промышленных предприятий, энергосбытовых компаний.

На конец прогнозного периода увеличивается электропотребление в промышленности, коммунальном секторе и прочих отраслях экономики. На начало 2015 г. утверждено более 140 технических условий на технологическое присоединение потребителей к электрической сети на общую сумму более 3170 млн. руб. со сроками подключения 2015-2019 гг.

Глава 4. Направления развития генерирующей мощности электростанций Иркутской области

1. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Иркутской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период

В таблице 42 представлен основной перечень мероприятий по реконструкции и модернизации существующих электростанций Иркутской области на период до 2020 г., соответствующий проекту СиПР ЕЭС России на 2015-2017 годы. Предполагается модернизация 4-х агрегатов Усть-Илимской ГЭС с суммарным увеличением мощности 40 МВт и модернизация 4-х агрегатов Иркутской ГЭС с суммарным увеличением мощности 108,8 МВт. Всего прирост мощности составит 148,8 МВт.

Таблица 42 – Основной перечень мероприятий по реконструкции и модернизации существующих электростанций Иркутской области на период до 2020 г. (соответствует прогнозу системного оператора)

№	Наименование объекта	Компания	Оборудование	Вид топлива	Уст. мощность до мероприятия, МВт	Уст. мощность после мероприятия, МВт	Изменение уст. мощности, МВт	Срок выполнения мероприятия, год* (дд.мм.гг.)**
1	Усть-Илимская ГЭС	ОАО «Иркутскэнерго»	ГА РО-100/810-ВМ-550 ст. №4	–	240	250	10	2016 (01.04.2016)

№	Наименование объекта	Компания	Оборудование	Вид топлива	Уст. мощность до мероприятия, МВт	Уст. мощность после мероприятия, МВт	Изменение уст. мощности, МВт	Срок выполнения мероприятия, год* (дд.мм.гг.)**
2	Усть-Илимская ГЭС	ОАО «Иркутскэнерго»	ГА РО-100/810-ВМ-550 ст. №10	–	240	250	10	2016 (01.10.2016)
3	Усть-Илимская ГЭС	ОАО «Иркутскэнерго»	ГА РО-100/810-ВМ-550 ст. №12	–	240	250	10	2017 (01.10.2017)
4	Усть-Илимская ГЭС	ОАО «Иркутскэнерго»	ГА РО-100/810-ВМ-550 ст. №2	–	240	250	10	2018 (01.10.2018)
5	Иркутская ГЭС	ОАО «Иркутскэнерго»	ГА ПЛ-577-ВБ-720 ст. №4	–	82,8	110	27,2	2016
6	Иркутская ГЭС	ОАО «Иркутскэнерго»	ГА ПЛ-577-ВБ-720 ст. №7	–	82,8	110	27,2	2017 (01.07.2018)
7	Иркутская ГЭС	ОАО «Иркутскэнерго»	ГА ПЛ-577-ВБ-720 ст. №8	–	82,8	110	27,2	2018 (01.07.2019)
8	Иркутская ГЭС	ОАО «Иркутскэнерго»	ГА ПЛ-577-ВБ-720 ст. №2	–	82,8	110	27,2	2019 (01.07.2020)
Всего по мероприятиям							148,8	–

Примечание: * по данным проекта СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы; ** по данным ОАО «Иркутскэнерго»

Все перечисленные проекты требуют создания необходимых условий для окупаемости, которые могут не состояться на горизонте СИПР

В проекте СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы отражены дополнительные вводы, модернизация и перемаркировка генерирующих мощностей электростанций. Кроме того, компания ОАО «Иркутскэнерго» предоставила информацию о перспективном развитии мощностей. Эти данные приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Дополнительные вводы/выводы генерирующих мощностей в энергосистеме Иркутской области на период до 2020 года

Электростанция	Источник прогноза	Мероприятие	Годы					
			2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ново-Зиминская ТЭЦ	«СиПР ЕЭС»	Расш.						160
	ОАО «Иркутскэнерго»	Расш.						160
Ленская ТЭС	«СиПР ЕЭС»	Нов. стр.					230	419
	ОАО «Иркутскэнерго»	Нов. стр.					230	-

Электростанция	Источник прогноза	Мероприятие	Годы					
			2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ново-Иркутская ТЭЦ	«СиПР ЕЭС»	Модерн.			20	20		
	ОАО «Иркутскэнерго»	Мод.			20			40
Иркутская ТЭЦ-11*	«СиПР ЕЭС»	Перемарк.	55,7					
	ОАО «Иркутскэнерго»							
ТЭЦ-1	«СиПР ЕЭС»							
	ОАО «Иркутскэнерго»	Вывод			-114			
Прирост (+), убыль (-) эл. мощности	«СиПР ЕЭС»		55,7		20	20	230	619
	ОАО «Иркутскэнерго»				-92		230	200
Уст. мощность Иркутской энергосистемы	«СиПР ЕЭС»		13352	13343	13401	13438	13675	14064
	ОАО «Иркутскэнерго»		13296	13343	13289	13418	13675	13645

Примечание: * по информации собственника мероприятие не планируется

Реализация мероприятий, отраженных в таблице 43, возможна только при наличии потребностей в электроэнергии с учетом окупаемости проектов.

В таблице 44 дана более подробная информация по дополнительным мероприятиям ввода, модернизации и демонтажу генерирующих мощностей в Иркутской области на период до 2020 г.

Всего суммарный ввод электрических мощностей составит 390 МВт: ввод первого ПГУ блока на Ленской ТЭС мощностью 230 МВт и установка турбоагрегата К-160-130 на Ново-Зиминской ТЭЦ.

Таблица 44 – Дополнительные мероприятия по вводу, модернизации и демонтажу генерирующих мощностей в Иркутской области на период до 2020 г.

№	Наименование объекта, место расположения	Компания	Оборудование	Вид топлива	Вводимая мощность	Срок ввода (дд.мм.гг)	Обоснование ввода мощности	
Ввод нового оборудования								
Электрические мощности, МВт								
1	Ленская ТЭС (Блок 1), г. Усть-Кут	ОАО «Иркутскэнерго»	Парогазовая установка*	Газ	230	01.01.2019	Снижение энергодефицита в северных районах Иркутской области с учетом роста нагрузок за счет ввода новых предприятий, модернизация системы теплоснабжения г. Усть-Кута	
2	Ново-Зиминская ТЭЦ, г. Саянск	ОАО «Иркутскэнерго»	ТА К-160-130 ст. №4	Уголь	160	01.01.2020	Увеличение электрических нагрузок Иркутско-Черемховского энергоузла	
Модернизация существующих электростанций								
№	Наименование объекта	Компания	Оборудование	Вид топлива	Уст. мощность до мероприятия, МВт	Уст. мощность после мероприятия, МВт	Изменение уст. мощности, МВт	Срок выполнения, дд.мм.гг

1	Ново-Иркутская ТЭЦ	ОАО «Иркутскэнерго»	Перевод ТА Т-175-130 ст. №3 в Т-195-130	Уголь	175	195	20	01.10.2020
2	Ново-Иркутская ТЭЦ	ОАО «Иркутскэнерго»	Перевод ТА Т-175-130 ст. №4 в Т-195	Уголь	175	195	20	01.10.2020
Демонтаж оборудования (частичный вывод из эксплуатации)								
1	Участок №1 ТЭЦ-9	ОАО «Иркутскэнерго»	ТА ст. №5, 1, 7, 10, 12	Уголь	114	0	-114	2018

Примечание: *тип установки определится по результатам предпроектных проработок. Все перечисленные проекты требуют создания необходимых условий для окупаемости, которые могут не состояться на горизонте СИПР.

Планируется организация теплоснабжения восточной и центральной частей г. Усть-Кута от Ленской ТЭС, что позволит закрыть 12 низкоэффективных котельных, повысит эффективность работы самой станции и обеспечит качественное, экономичное и надежное теплоснабжение потребителей.

Согласно данным ОАО «Иркутскэнерго» по проекту строительства Ленской ТЭС на данный момент выполнено ТЭО, получены ТУ на технологические присоединения, согласованы условия поставки газа, получен акт выбора земельного участка.

Мероприятия по вводу нового турбоагрегата К-160-130 на Ново-Зиминской ТЭЦ к 2020 г. и переводу двух теплофикационных агрегатов Т-175 в Т-195 Ново-Иркутской ТЭЦ с суммарным увеличением мощности на 40 МВт к 2020 г. обусловлены перспективным увеличением электрических нагрузок Иркутско-Черемховского узла как за счет развития промышленного сектора, так и за счет роста электропотребления в коммунально-бытовой сфере крупных городов, сосредоточенных в прилегающих энергорайонах.

Вывод теплофикационных турбоагрегатов на участке №1 ТЭЦ-9 ОАО «Иркутскэнерго» (таблица 44) ожидается с 2018 г. на основании Приказа Министерства энергетики РФ от 09.09.2013 № 539/4, Приказа Министерства энергетики РФ от 17.09.2014 № 618, Письма Администрации г. Ангарска Иркутской области от 21.08.2014 № 2/13-2511-А. Обоснованием этого проекта являются изношенность оборудования и его низкая технико-экономическая эффективность.

ОАО «Иркутскэнерго» разработан проект по передачи тепловой нагрузки от ТЭЦ-1 (участок №1 ТЭЦ-9) на ТЭЦ-9. В ходе его реализации будет выведено 114 МВт мощности, которая на текущий момент не прошла конкурсный отбор мощностей (КОМ) и имеет статус «вынужденной». Решение о демонтаже электростанции планируется принять после выхода нормативных актов Минэнерго РФ о механизмах вывода вынужденной генерации с рынка мощности, согласования сохранения эффектов по проекту в тарифах на тепловую энергию до срока окупаемости проекта.

Следует отметить, что все перечисленные проекты, как по вводу новых мощностей, так и по модернизации существующих, требуют создания

необходимых условий для окупаемости, которые могут не состояться на горизонте планирования настоящей Схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области (СиПР).

2. Прогноз роста генерирующих мощностей Иркутской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

В настоящее время на территории Иркутской области в п. Онгурен функционирует ветро-солнечная электростанция. Мощность первой очереди электростанции составляет 50 кВт. Расчетная мощность всей установки составляет 100 кВт, она покрывает потребность в электроэнергии поселка. Особенность данной электростанции в том, что она может работать совместно с автоматической ДЭС, которая запускается в случае, когда недостаточно энергии ветра и солнца. За весь период функционирования электростанцией выработано 338653,5 кВтч электроэнергии, из которой объем «возобновляемой» части составил 149036,5 кВтч (44%).

На основе анализа показателей потенциала возобновляемых природных энергоресурсов и обоснования экономической эффективности их использования на цели энергоснабжения определены основные проекты сооружения возобновляемых энергоисточников на территории области. Приоритетными возобновляемыми источниками энергии для условий Иркутской области являются сооружение малых гидроэлектростанций (МГЭС) различных типов в зависимости от рельефа местности и уклона русел рассматриваемых рек. Однако в каждом случае необходимо предварительное технико-экономическое обоснование целесообразности сооружения МГЭС в сравнении с альтернативными вариантами энергоснабжения потребителей.

Территория Иркутской области обладает незначительным ветроэнергетическим потенциалом и относится к числу неперспективных для широкого его применения. На большей части территории среднегодовые скорости ветра на высоте флюгера гидрометеостанций (10-12 м) не превышают 1-2 м/с. Исходя из показателей ветроэнергетического потенциала, предпосылки его использования на цели энергоснабжения имеются только в Ольхонском районе (наилучшие показатели наблюдаются в п. Онгурен, где среднегодовые скорости ветра составляют около 6 м/с.). Это практически единственное место на территории области, где экономически оправдано использование ветропотенциала на цели энергетики.

Относительно высокая плотность солнечного излучения на южной территории области создает предпосылки для возможного использования солнечной энергии. Наилучшим потенциалом солнечного излучения на территории области обладает котловина оз. Байкал, в частности, о.Ольхон, где возможно сооружение систем солнечного теплоснабжения для обеспечения горячим водоснабжением потребителей в летний период. Использование солнечного излучения на цели как тепло-, так и электроснабжения

потребителей не является экономически целесообразным в силу капиталоемкости солнечных коллекторов и фотоэлектрических преобразователей. В связи с чем эти проекты носят сугубо социальный характер.

Основные технико-экономические показатели перспективных проектов сооружения МГЭС на территории Иркутской области, по которым уже имеются предпроектные проработки, представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Технико-экономические показатели перспективных проектов МГЭС на территории Иркутской области

Район	Населенный пункт	Тип возобновляемого источника энергии	Суммарная мощность, кВт	Объем замещаемого топлива		Стоимость вытесненного топлива*, млн. руб.	Суммарные инвестиции*, млн. руб.	Срок окупаемости*, лет
				т у.т.	т			
Казачинско-Ленский	с. Карам, р. Киренга	Мини ГЭС руслового типа	800	700	483	15,5	157	10,1
Усть-Кутский	с. Боярск, приток р. Лена	мини-ГЭС деривационного типа	66	55	38	1,2	6,6	5,4
	с. Орлингга, приток р. Лена		100	81	58	1,9	9,5	5,1
Тофалария	с. Алыгджер	мини-ГЭС деривационного типа	100	88	61	2,0	9,5	4,9
	с. Верхняя Гутара		130	120	82	2,6	11,7	4,5

Примечание: по предварительным оценкам

Территория области представляется зоной приоритетного развития малой гидроэнергетики. При этом целесообразно сооружение как бесплотинных МГЭС (деривационных и русловых), так и плотинных мощностью до нескольких мегаватт, рассчитанных на пропуск основной части весеннего паводка и сглаживание пиков летних и осенних паводков.

Проекты малых ГЭС проигрывают источникам на органическом топливе по удельным инвестициям. Наиболее существенным преимуществом этих проектов перед традиционными энергоисточниками следует считать возможность их реализации по механизмам договоров предоставления мощности (ДПМ), поскольку дополнительно в перечень проектов ДМП могут быть включены только проекты сооружения ВИЭ.

Глава 5. Направления развития электросетевого комплекса Иркутской области

Основные направления развития электросетевого комплекса Иркутской области направлены создание эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей инновационное

социально-экономическое развитие Иркутской области. Они включают мероприятия, которые должны способствовать созданию условий для технологического подключения новых потребителей, устранению «узких мест» в электрической сети, повышению надежности и эффективности электроснабжения потребителей. Обоснование этих мероприятий осуществлялось на основе оптимизационных расчетов электрических режимов, выполняемых для зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок наблюдаемых в рабочие и выходные дни. Расчеты электрических режимов, в том числе расчеты статической устойчивости выполнялись для обоснования и подтверждения формирования предложений по развитию электрической сети включая:

- перечень объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе для устранения «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше;
- предложения по корректировке Схемы и программы развития ЕЭС России;
- сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ;
- принципиальные схемы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на 2016-2020 годы;
- обоснование размещения устройств компенсации реактивной мощности, их тип и мощность.

Мероприятия по технологическому подключению новых потребителей предусматривают обеспечение возможности технологического присоединения перспективных потребителей: Тайшетского алюминиевого завода (ТАЗ); Сталеплавильного завода в г. Братск; ООО «Транснефть-Восток» (ВСТО); Слюдянского района Иркутской области; Тункинского и Окинских районов республики Бурятия; Особой экономической зоны туристско-рекреационного типа «Ворота Байкала» в Иркутской области; Зашихинского ГОКа; БАМа и Восточного полигона ОАО «РЖД».

Мероприятия по устранению «узких» мест включают увеличение пропускной способности: ВЛ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут; Усть-Кут – Нижнеангарск транзита вдоль БАМа от Усть-Илимской (Братской ГЭС) до Таксимо; ВЛ Таксимо-Мамакан и электрических сетей Бодайбинского района.

Мероприятия проекта СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы предусматривают реконструкцию семи электрических подстанций с установкой новых или замены существующих трансформаторов, строительство двух тяговых подстанций и перевод ВЛ Таксимо-Мамакан с отпайками.

Развитие электрической сети предусматривает строительство транзита 220 кВ Усть-Кут – Пеледуй – Чертово Корыто – Сухой Лог – Мамакан;

Обеспечение надежности электроснабжения связано с мероприятиями по усилению сети, питающей Иркутско-Черемховский энергорайон, выдачи

мощности Ново-Зиминской ТЭЦ; Ново-Иркутской ТЭЦ; Иркутской ГЭС; Усть-Илимская ГЭС.

Перечень средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) требуемых для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей электроэнергии Иркутской области составлен с учетом проекта СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы, а также инвестиционных программ субъектов электроэнергетики Иркутской области и приведен в таблице 46.

Таблица 46 – Перечень вновь вводимых СКРМ, требуемых для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей электроэнергии Иркутской области

Наименование ПС	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
	Мвар	Мвар	Мвар	Мвар	Мвар	Мвар
ПС 500 кВ Усть-Кут			ШР 180 Мвар, УШР 180 Мвар. БСК 2x52 Мвар			
ПС 500 кВ Озерная		БСК 2x100 Мвар, УШР 1x 100 Мвар	БСК 2x100 Мвар, УШР 1x 100 Мвар			
ПС 220 кВ Надеждинская (НПС-8)			УШР 2x63 Мвар			
ПС 110 кВ Качуг	УШР 10 Мвар*, БСК 30 Мвар					
ПС 110 кВ Новая Уда			УШР 10 Мвар*, БСК 30 Мвар			
ПС 110 кВ Бодайбинского энергорайона	БСК 30 Мвар					
Установка двух БСК 2x20 Мвар на ПС 220 кВ Северобайкальская		ИРМ 40 Мвар				

Примечание:

* – при проектировании СКРМ определить класс напряжения и мощность СКРМ, определить необходимость установки УШР или выбрать способ ступенчатого управления мощностью СКРМ путем установки нескольких БСК меньшей единичной мощностью с установкой отдельного выключателя.

Кроме этого, инвестиционной программой ОАО «ИЭСК» в период до 2019 года предусмотрена замена ШР 500 кВ на ПС 500 кВ Братский ПП (год окончания строительства – 2020).

Общий объем мероприятий по развитию электрической сети в соответствии со структурой объектов и их принадлежности приведен в таблице 47.

Таблица 47 – Перечень вводимых линий электропередачи за период 2015 – 2020 годы

Электрические сети	Итого	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		км	км	км	км	км	км
ОАО «ФСК ЕЭС»							
Новое строительство	1428,92	248,00	0,00	3,12	587,80	590,00	0,00
Инвестор							
Новое строительство	1422			930	250	242	
ОАО «ИЭСК»							
Новое строительство	448,30	131,50	17,30	45,50	60,00	0,00	194,00
Реконструкция	924,90	65,10	79,10	175,02	149,98	109,90	345,80
ЗАО «Витимэнерго»							
Новое строительство	0,6				0,6		
Реконструкция	212,00		212,00				
ЗАО «Витимэнергострой»							
Новое строительство	279	279					
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»							
Новое строительство	71,26	0,00	12,90	9,36	0,40	27,00	21,60
Реконструкция	125,60	0,00	5,00	20,00	32,00	39,00	29,60

Состав мероприятий по новому строительству и реконструкции электрических подстанций в соответствии со структурой объектов и их принадлежности приведен в таблице 48.

Таблица 48 – Перечень вводимых электрических подстанций за период 2015 – 2020 годы

Электрические сети	Итого, МВА	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА	МВА	МВА	МВА	МВА	МВА
ОАО «ФСК ЕЭС»							
Новое строительство	920			668	252		
Инвестор							
Новое строительство	530			400		130	
ОАО «ИЭСК»							
Новое строительство	2601,9	540	566	625	599,	140,4	131,6
Реконструкция	3792,5	10	628	651	751,6	1154,9	597
ЗАО «Витимэнерго»							
Новое строительство	50		50				
Реконструкция	125		125				

ЗАО «Витимэнергострой»							
Новое строительство	50	50					
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»							
Новое строительство	294,20	0,00	0,00	139,80	38,00	38,00	78,40
Реконструкция	90,4		12	11,5	6,3	48	12,6
ОАО «РЖД»							
Новое строительство	180		180				
Реконструкция	570		160	410			
«ЗАО Братская электросетевая компания»							
Новое строительство	74			32	32	10	
ОАО «Ангарский завод полимеров»							
Новое строительство	160			160			
Иркутский авиационный завод (ИАЗ) – филиал ОАО «Корпорация «Иркут»							
Реконструкция	25					25	
ООО «Транснефть-Восток»							
Реконструкция	80						80

Глава 6. Схема развития электроэнергетики Иркутской области на 2016-2020 годы.

Основными целями Схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2016–2020 годы являются разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Иркутской области.

Схема развития электроэнергетики Иркутской области на 2016-2020 годы представлена на рисунке 1.

Суммарная протяженность вводов в ВЛ до 2020 года электрических сетей составляет 3650 км из

них:

- ВЛ 500 кВ – 591 км (16,2%)
- ВЛ 220 кВ – 2392 км (65,5%)
- ВЛ 110 кВ – 497 км (13,6%)
- ВЛ 35 кВ – 1670 км (4,7%)

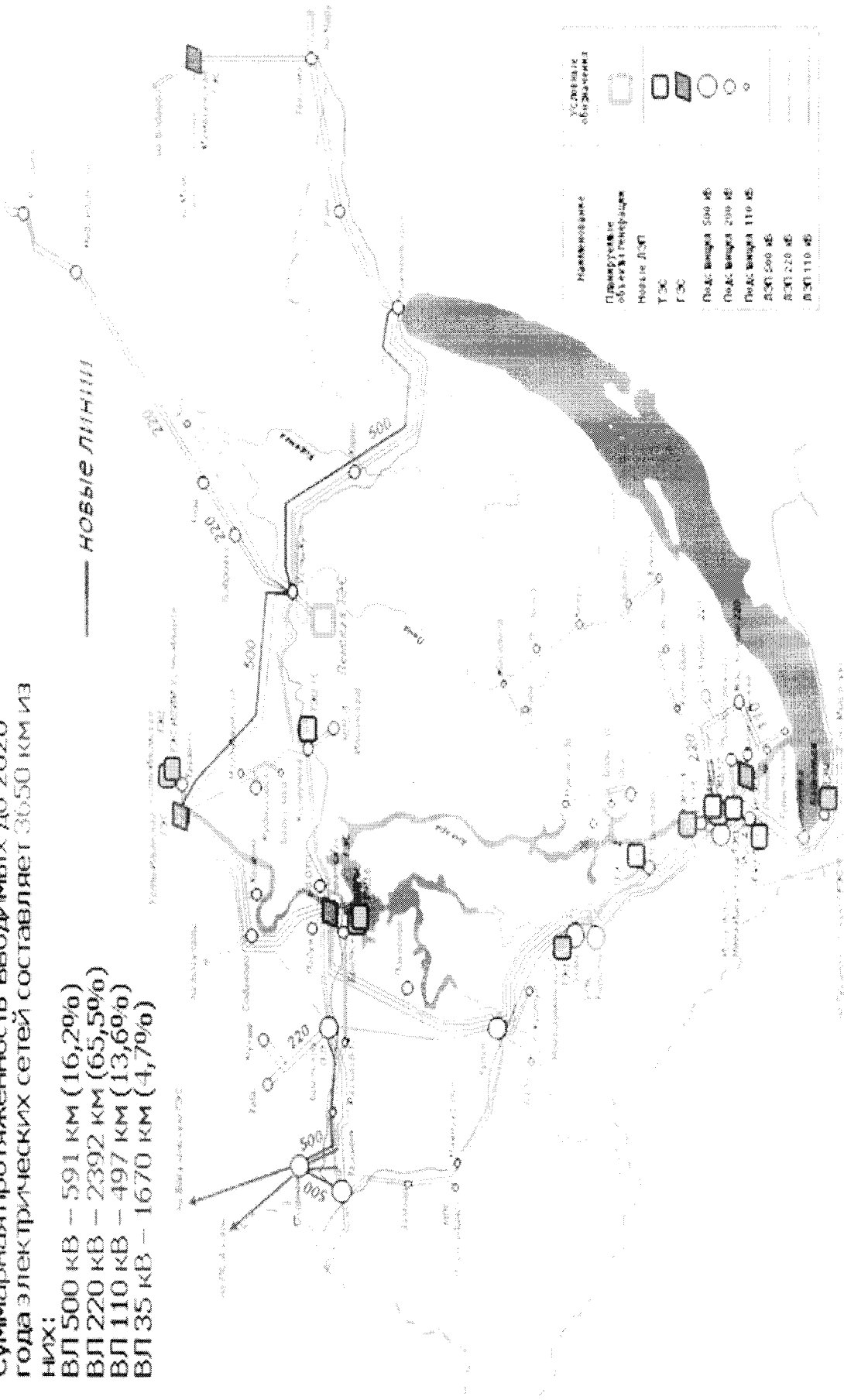


Рисунок 1. Схема развития электроэнергетики Иркутской области на 2016-2020 годы

Глава 7. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) в Иркутской области на 5-летний период

1. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей Иркутской области

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Иркутской области, предусмотренного программой развития электроэнергетики Иркутской области, а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Иркутской области, которые соответствуют требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям представлен в виде предложений по вводу и реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и ниже за период 2015-2020 годы, таблицы 49.1-49.3.

Таблица 49.1 – Предложения по вводу и реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и ниже за период 2015 – 2020 годы

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ОАО «ИЭСК»							
ВЛ 110 кВ							
Новое строительство		8,5 км*	4,3 км*		56 км*		130 км*
Двухцепная отпайка ВЛ-110 кВ Иркутская-Прибрежная ц.А, ц.Б на ПС Пионерская, ПС Юбилейная	5 км	-/-/5					
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 - Ангарская №2 с отп. на ПС Промышленная	2,2 км		-/-/2,2				
Строительство участков ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 4– ГПП-1 (взамен ШП-13), ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Иркутская (взамен ШП-14), ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 3 – ГПП-2 (взамен ШП-15) и участка ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10-Иркутская ТЭЦ-9 (взамен ШП-16)	–	-/-/-	-/-/-				

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
Двухцепная отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Покровская	3,5 км	-/-/3,5					
Две цепи КЛ-110 кВ Кировская – ПП-3	1,2 км		-/-/1,2				
Двухцепная отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Патроны	1 км		-/-/1				
Двухцепная отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Бурдаковка	0,2		-/-/0,2				
Двухцепная отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Новая Лисиха	0,1 км		-/-/0,1				
Строительство одноцепной ВЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Алгатуй до вновь сооружаемой ПС 110 кВ Зашихинская	1х130км						-/-/130
Строительство двухцепной ВЛ-110 кВ Опорная - Турма Тяговая	2х28 км				-/-/56		
Реконструкция		65,1 км*	53,1 км*	51,3 км*	0,6 км*	23,2 км*	-
ВЛ 110 кВ Тельма – Новожилкино с подключением от ВЛ 110 кВ Цемзавод - Усольская, Цемзавод - Вокзальная	22 км					-/-/22	
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10-Мегет с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Ленино-Мегет с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10-Ново-Ленино с отп.		-/-/-	-/-/-				
ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Киренск	70 км	-/-/48	-/-/36				
ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка	38,4 км	-/-/17,1	-/-/17,1	-/-/3,8			
ВЛ-110 кВ ТЭЦ-10-Урик цепь Б с (замена провода на отпайке к ПС Никольск)	45 км			-/-/45			
ВЛ 110 кВ Усть-Орда-Баяндай (подвеска 2-й цепи до ПС Ользоны)	2,5 км			-/-/2,5			
ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда (подвеска 2-й цепи до ПС Новоленино)	12,2 км					-/-/1,2	
Замена провода (АС-120) на ВЛ-110 Гидростроитель-Зяба-Кежма-Видим-Черная-Коршуниха	–						-/-/-

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
Замена провода (АС-95) на ВЛ-110 №101, 102	—						-/-/-
ВЛ-110 кВ «ТЭЦ-9-Ангарская»	6 км				-/-/6		
ПС 110 кВ							
Новое строительство		155 МВА	50 МВА	75 МВА	40 МВА, 0,2 км*	86 МВА, 4 км*	79 МВА
ПС 110 кВ Еловка с переводом ПС 110 кВ Мегет (ВСЖД) на отпаечную схему	2х25 МВА	50/-/-					
ПС 110/10/10 кВ Покровская	2х40 МВА	80/-/-					
ПС 110/10/6 кВ РКК-2	2х63 МВА					63/-/-	63/-/-
ПС 110 кВ Патроны	2х25 МВА			50/-/-			
ПС 110 кВ Еловая с заходами ВЛ 110 кВ	2х10 МВА, 0,2 км				20/-/0,2		
ПС 110 кВ Новая Лисиха	2х25 МВА		25/-/-	25/-/-			
ПС 110 кВ Бурдаковка	2х25 МВА	25/-/-	25/-/-				
ПС 110 кВ Зашихинская	1х16 МВА						16/-/-
ПП 110 кВ Разводной	4 разъезд-ля		-/-/-				
ПП-3	6 разъезд-ля				-/-/-		
Строительство ПС 110/10 кВ Глазуново с заходами ВЛ 110 кВ, 10 кВ.	2х10 МВА, 0,2 км				20/-/0,2		
ПС 110/10 кВ Горная с ВЛ 110 кВ, заходами 10 кВ	2х10 МВА, 4 км					20/-/4	
Реконструкция			156 МВА	281 МВА	489 МВА	238,3 МВА	145 МВА
ПС 35/10 кВ Оёк (перевод на напряжение 110кВ)	2х25 МВА				50/-/-		
ПС 110/10 кВ Карлук (замена трансформаторов на 40 МВА, монтаж ОРУ-35)	2х40 МВА			40/-/-	40/-/-		
ПС 110/35/10 кВ Урик (замена трансформаторов 25 МВА на 40 МВА)	2х40 МВА		80/-/-				
Реконструкция ПС 35/10 кВ Дачная (перевод на напряжение 110 кВ)	2х16 МВА				32/-/-		
ПС 35/10 кВ Тараса (перевод на напряжение 110 кВ)	2х16 МВА					32/-/-	
ПС 110/35/10 кВ Усть-Орда (замена трансформаторов 25 МВА на 40 МВА)	2х40 МВА					40/-/-	40/-/-

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ПС 110/35/10 кВ Черноруд (монтаж Т-2, ОРУ 35 кВ) с заходами 110, 35 кВ.	1x16 МВА				16/-/-		
ПС 110/10 кВ Никольск (замена трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА с заменой РПН, замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов)	1x6,3 МВА					6,3/-/-	
ПС 110/20/10 кВ «Жигалово» (Замена трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА, СВ-110 кВ, замена устройств РЗА ВЛ 110кВ 2 прис.)	2x10			20/-/-			
ПС 110/35/10 кВ «Хомутово» (реконструкция ОРУ-35кВ: замена МВ 35 кВ на ВВ 35 кВ, устройств РЗА 7 прис.)	-					-/-/-	
Реконструкция ПС 35/10 кВ Верхоленск с заходами ВЛ 110 кВ, 10 кВ. (перевод на напряжение 110кВ)	2x2,5 МВА					5/-/-	
ПС 110/10 кВ «Ново-Ленино» (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов 2 прис.)	-			-/-/-			
ПС 110/10 кВ «Ользоны» (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов 2 прис., замена РВС 110 кВ на ОПН 110 кВ)	-		-/-/-				
ПС 110/35/10 кВ «Хогот» (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов 1 прис., замена РВС 110 кВ на ОПН 110 кВ, монтаж дуговой защиты)	-			-/-/-			
ПС 110 кВ Мельниково (замена Т-1, Т-2 25 МВА на 40 МВА, ОРУ-110)	2x40 МВА/ 2x63 МВА		76/-/-	15/-/-	15/-/-		

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ПС 110 кВ Изумрудная замена трансформаторов Т-1, Т-2 по 25 МВА на трансформаторы по 40 МВА	2x40 МВА			80/-/-			
ПС 110 кВ Спутник реконструкция с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 по 15 МВА и Т-3 25 МВА на 2 трансформатора по 63 МВА и с изменением схемы ОРУ-110 кВ на типовую схему 110-Н4.	2x63 МВА				126/-/-		
ПС 110/10 кВ Осетрово с заменой ячеек ЗРУ-10кВ и заменой силовых трансформаторов на 25 МВА	2x25 МВА				50/-/-		
ПС 110/35/6 кВ Ангарская, замена трансформаторов	2x80 МВА				80/-/-	80/-/-	
ПС 110/35/6 кВ Цемзавод. Строительство новой закрытой подстанции 110/35/6 кВ с увеличением мощности трансформаторов с 40000 до 63000 кВА	2x63 МВА			126/-/-			
ПС 110/6кВ «Огнеупоры» Замена Т-1 на трансформатор мощностью 25МВА	1x25 МВА						25/-/-
ПС 110 кВ Октябрьская	2x40 МВА						80/-/-
ПС 110/10 кВ Северная – увеличение трансформаторной мощности	2x40 МВА				80/-/-		
ВЛ 35 кВ							
Новое строительство			17.2 км*	41.5 км*			64 км*
ВЛ 35 кВ Светлая – Баклаши	5,2 км		-/-/5,2				
ВЛ-35 кВ «Столбово-Усть-Куда»	3,5 км			-/-/3,5			
ВЛ-35 кВ «Столбово-Садоводство-Карлук»	7,1 км			-/-/7,1			
Строительство ВЛ 35 кВ Усть-Куда – Лыловщина	19 км						-/-/19
Строительство ВЛ 35 кВ на ТП 35/0,4 кВ «Нюра», двух ТП 35/0,4 кВ Нюра	0,9			-/-/0,9			
ВЛ 35 кВ ПС Озерная – НПС	км				-/-/-		

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
Двухцепная ВЛ 35 кВ ПС Лена – ПС 35/0,4 кВ Усть-Кутский ГПЗ	км					-/-	
2х КЛ-35 кВ «Прибрежная - ПС-№1»	7 км		-/-/7				
2х КЛ-35кВ «Прибрежная - ПС-№7»	2х2,5 км		-/-/5				
ВЛ-35кВ «Аларь- Р.Аларь»	23 км			-/-/23			
ВЛ 35 кВ «Новожилкино- Раздолье» со стротельством ПС 35/10 «Раздолье» и ПС 35/10 «Ивановка» (с реконструкцией ПС «Новожилкино») Тальяны соц.объект				-/-/2			
ВЛ-35 кВ на железобетонных или металлических опорах от ПС «Новые Ключи» ЗЭС до ПС «Кардой» СЭС	45 км						-/-/45
ВЛ-35кВ ПС Гидростроитель ПС №8	5 км			-/-/5			
Реконструкция			14 км*	123,72 км*	149,38 км*	86,7 км*	341,8 км*
ВЛ 110 кВ Усть-Орда - Тихоновка	38,4 км			-/-/38,4			
ВЛ 35 кВ Тараса- Олонки	20,72 км			-/-/10,72	-/-/10		
ВЛ 35 кВ Новая Уда - Усть-Уда (участок Юголок - Усть-Уда)	18,1 км			-/-/18,1			
ВЛ 35 кВ Каменка- Казачье	22,15 км			-/-/15	-/-/7,15		
ВЛ 35 кВ Жигалово - Чикан	46,4 км				-/-/28,8	-/-/17,6	
ВЛ 35 кВ Качуг- Верхоленск	28 км					-/-/28	
ВЛ 35 кВ Новая Уда - Молька	23,1 км					-/-/23,1	
ВЛ 35кВ Знаменка- Тимошино	км					-/-/-	
ВЛ 35 кВ Усть-Орда - Базой	16,8 км						-/-/16,8
ВЛ 35 кВ Усть-Балей - Горохово	15,4 км						-/-/15,4
ВЛ 35 кВ Усть-Балей- Оёк	34 км					-/-/-	-/-/34
ВЛ 35 кВ Олонки- Горохово	км						-/-/-
ВЛ 35 кВ Грановщина- Лыловщина (перевод на 2 цепи)	8 км				-/-/8		
ВЛ-35 кВ Апхульта- Бахтай	17 км			-/-/17			

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ВЛ 35 кВ ПС Киренга-ПС Небель	36 км					-/-/18	-/-/18
ВЛ-35 кВ «УТФ-Зоны»	21,5 км			-/-/-	-/-/21,5		
ВЛ-35 кВ «В.Булай-Р.Аларь»	26 км		-/-/-	-/-/-	-/-/26		
ВЛ-35 кВ «Апхульта-Бахтай»	21,2 км						-/-/21,2
ВЛ-35 кВ «ЗГО - Железнодорожник» с заходом на ПС 35 кВ Железнодорожник	8,43 км				-/-/8,43		
ВЛ-35 кВ «Заря-Троицк»	24 км		-/-/-	-/-/24			
ЛЭП-35 кв. ТЭЦ-Восточная (двух цепная) (ЦЭС)	2,5 км		-/-/-	-/-/-	-/-/2,5		
ВЛ 35 кВ Кашима - Эдучанка с переводом на двухцепную ВЛ.							-/-/-
ВЛ-35 кВ Небел	37 км				-/-/37		
ВЛ-35 кВ Тэмь-Кардой (замена провода АС-70 на АС-95)	16,4 км					-/-/-	-/-/16,4
ВЛ-35 кВ «Александровка-Тэмь» с заменой деревянных опор на железобетонные и металлические	16,4 км						-/-/-
Реконструкция отпайки от ВЛ-35 кВ №35-16 на п/с Порожская с переводом её на ж/б и металлические опоры.	14 км		-/-/14				
Реконструкция ВЛ-220кВ СПП-Джизива с переводом на 35кВ	2х110		-/-/-	-/-/-	-/-/-	-/-/-	-/-/220
ПС 35 кВ							
Новое строительство				8 МВА	38,9 МВА, 5 км*	54,4 МВА, 3,2 км*	52,6 МВА, 5,5 км*
ПС 35/10 кВ Садоводство с заходами ВЛ 35, 10 кВ	2х10 МВА, 1,8 км					20/-/1,8	
ПС 35/10 кВ Усть-Куда, с заходами 10 кВ	2х10 МВА						20/-/-
ПС 35/10 кВ Поздняково с заходами ВЛ 35 кВ, 10 кВ	2х6,3 МВА, 0,5 км				12,6/-/0,5		
ПС 35/10 кВ Московщина с заходами ВЛ 35 кВ, 10 кВ	2х6,3 МВА, 0,5 км						12,6/-/0,5
ПС 35/10 кВ Худяково с заходом ВЛ 35 кВ	2х10 МВА, 3 км				20/-/3		
ПС 35/10 кВ Плишкино с заходами 35 кВ, 10 кВ	2х10 МВА, 5 км						20/-/5
ПС 35/10 кВ МРС с заходами ВЛ 35, 10 кВ	2х6,3 МВА, 3 км				6,3/-/1,5	6,3/-/1,5	

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ПС 35/10 кВ Курма с заходами ВЛ 35, 10 кВ	2x4 МВА					8/-/-	
ПС 35/0,4 кВ Усть-Кутский ГПЗ	2x10 МВА					20/-/-	
ПС 35/10 кВ «Хадахан» 2x4,0 МВА	2x4,0 МВА			8/-/-			
Реконструкция		10 МВА	20 МВА	40 МВА	12,6 МВА	16,6 МВА	52 МВА
ПС /35/10 кВ Лыловщина (замена трансформаторов 4 МВА на 6,3 МВА)	6,3 МВА					6,3/-/-	
ПС 35/10 кВ Усть-Уда (замена трансформаторов, ОРУ 35)	2x6,3 МВА				12,6/-/-		
Реконструкция ПС 35/10 кВ «Черёмушки» (замена силового трансформатора 3,2 МВА на 6,3 МВА, реконструкция ОРУ-35кВ: замена МВ 35 кВ на ВВ 35 кВ, устройств РЗА 8 прис.)	1x6,3. 1x4 МВА					10,3/-/-	
ПС 35/10 кВ «Коты» (замена силовых трансформаторов 2x2,5 МВА на 2x10 МВА, реконструкция ОРУ-35кВ: замена МВ 35 кВ на ВВ 35 кВ, устройств РЗА 9 прис.)	2x10 МВА						20/-/-
ПС 35/10 кВ «Усть-Балей» (реконструкция ОРУ-35кВ: замена МВ 35 кВ на ВВ 35 кВ, устройств РЗА 9 прис.)	-					-/-/-	
ПС 35/10 кВ Грановщина (замена Т 6,3 МВА на Т 10 МВА, КРУН)	1x10 МВА	10/-/-					
ПС Бирюса, замена МВ-35 на вакуумные выключатели 35кВ и защиты	-		-/-/-				
ПС-35/6 кВ №1 (ЦЭС)	2x16 МВА		/-/-	/-/-	/-/-	/-/-	32/-/-
ПС 35/10кВ «Сельхозкомплекс»	2x10 МВА		20/-/-				
ПС 35/6 кВ №4 (ЦЭС)	1x32 МВА		-/-/-	32/-/-			
ПС № 9 35/6 кВ с 2-мя силовыми трансформаторами ТМ - 4000/35/6 и КРУН - 6 кВ на 13 ячеек	2x4 МВА			8/-/-			

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ПС 35/10 кВ «Большеокинский» Замена ОД, КЗ 35 кВ Т-1, Т-2 на элегазовые (или масляные) выключатели	-			-/-/			
ПС 220/35 кВ Джижива – перевод подстанции с 220 кВ на 35 кВ							-/-/
ЗАО «Витимэнерго»							
ВЛ 110 кВ							
Новое строительство					0.6 км*		
Строительство и ввод в эксплуатацию второй ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Мамакан	0.6 км				-/-/0.6		
Реконструкция							
ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Артёмовская с устройствами РЗА				-/-/			
Реконструкция ВЛ- 110 кВ Бодайбинского района с увеличением пропускной способности электрических сетей		-/-/	-/-/	-/-/			
ПС 110 кВ							
Реконструкция		-/-/	-/-/				
ПС 110 кВ Артемовская: замена масляных выключателей МКП-1 10 кВ на элегазовые выключатели ВГТ-1 10 кВ и элегазовые трансформаторы тока(2 шт.); замена масляных выключателей С-35 кВ на элегазовые выключатели ВГБЭ-35 кВ (2 шт.); замена масляных выключателей ВМГ- 133, ВММ-10 кВ на ВБП-10 кВ (14 шт.) и трансформаторов тока	-/-/		-/-/				

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ПС 110 кВ Кропоткинская: замена маслянных выключателей ВМТ-110 кВ на элегазовые выключатели ВГТ-110 кВ и элегазовые трансформаторы тока (2 шт.); замена маслянных выключателей С-35 кВ на элегазовые выключатели ВГБЭ-35 кВ (1 шт.)	-/-/-		-/-/-				
ПС 110 кВ Бодайбинская: замена маслянного выключателя ВМТ-110 кВ на элегазовый выключатель ВГТ-110 кВ (1 шт)	-/-/-		-/-/-				
Реконструкция устройств РЗА и ПА на ПС 110/35/6 -(7шт)	-/-/-		-/-/-	-/-/-	-/-/-	-/-/-	-/-/-
ВЛ 35 кВ							
Реконструкция							
Реконструкция ВЛ-35 кВ Бодайбинского района с увеличением пропускной способности электрических сетей		-/-/-	-/-/-	-/-/-			
ПС 35 кВ							
Реконструкция			-/-/-	-/-/-	-/-/-	-/-/-	-/-/-
ПС 35 кВ Андреевская: установка КРУН- 6 кВ с выключателями ВБП-10 кВ	-/-/-			-/-/-			
ПС 35 кВ Хомолхо и ПС 35 кВ Серговская замена реле защиты ЗЗП-1 на реле «Зеро» (15 шт.)	-/-/-		-/-/-				
Реконструкция устройств РЗА и ПА на ПС 35/6 - (17шт) с установкой м/п терминалов	-/-/-		-/-/-	-/-/-	-/-/-	-/-/-	-/-/-
ЗАО «Витимэнергострой»							
ВЛ 110 кВ							
Новое строительство		279 км	-/-/-				
ВЛ 110 кВ РП Полкус – отпайка на ПС Вачинская	-/-/-	-/-/-	-/-/-				

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
Реконструкция отпайки от ВЛ 110 кВ Артемовская – Кропоткинская на ПС Вачинская с установкой разъединителя	-/-/-	-/-/-	-/-/-				
ВЛ 110 кВ Пеледуй – Сухой Лог (в габаритах 220 кВ)	262 км	-/-/262					
ВЛ 110 кВ Сухой Лог - РП Полюс	17 км	-/-/17					
ПС 110 кВ							
Новое строительство		50 МВА 78 Мвар					
ПС 110 кВ РП Полюс	2х2,5 МВА 2х26 Мвар, 26 Мвар	50/78/-					
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»							
ВЛ 110 кВ							
Новое строительство							19 км*
Двухцепная ВЛ 110 кВ на ПС Западный (отпайка от ВЛ-110 кВ "ТЭЦ-11 - Вокзальная" ввод №1, от ВЛ-110 кВ "ТЭЦ-11 - Усольская" ввод №2), Ангарский район	6 км						-/-/6
Двухцепная ВЛ 110 кВ на ПС 35/10 кВ Северная (отпайка от ВЛ 110 кВ Тайшет – ЗСМ, 1.2 цепь), г. Тайшет	7 км						-/-/7
Реконструкция			4 км*	4 км*	4 км*	5 км*	5 км*
Реконструкция ВЛ 110 кВ Мамакан-Мусковит, Мамско-Чуйский район	81,4 км		-/-/4	-/-/4	-/-/4	-/-/5	-/-/5
ПС 110 кВ							
Новое строительство							72 МВА
ПС 110/10 кВ Западный, п. Западный, г. Усолье-Сибирское	20 МВА						20/-/-
ПС 110/10 кВ Северная, г. Тайшет	32 МВА						32/-/-
ВЛ 35 кВ							
Новое строительство			12,9 км*	9,36 км*	0,4 км*	27 км*	2,6 км*
Двухцепная ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Ключи (отпайка от ПС 35/10 Казачинское), Усть-Кутский район	0,1 км					-/-/0,1	

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
Двухцепная ВЛ 35 кВ Киренск- Кривошапкино, г. Киренск	4,2 км		-/-4,2				
Одноцепная ВЛ 35 кВ Туристская - Зверосовхоз №2	0,5 км					-/-0,5	
Двухцепная ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Китой (от ПС 110/35/6 кВ Прибрежная)	8 км			-/-8			
Двухцепная КЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Кристалл (отпайка от ВЛ-35 кВ "ТЭЦ-11 ЗРУ-35 кВ яч.9,10 - ГПП-1" цепь "А", "Б")	1,36 км			-/-1,36			
Одноцепная ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Троллейбусник (от ПС 110/35/10 Изумрудная)	0,1 км				-/-0,1		
Двухцепная ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Песчанка (от ПС Тяговая Зима)	0,2 км				-/-0,2		
Одноцепная ВЛ 35 кВ Рубахино - Шумский	0,9 км					-/-0,9	
Двухцепная ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Смоленщина- 2 (отпайка от ПС 110/35/10 Пивзавод – Смоленщина)	0,1 км				-/-0,1		
Одноцепная ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Тибельти (от ПС 110/35/10 Зун- Мурино)	0,1 км						-/-0,1
Одноцепная ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Тельма (от ПС 110/35/6 ЗГО)	6 км		-/-6				
Двухцепная ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Предгорная (отпайка от ВЛ-35 кВ ГПП-1 ПС 35/6 кВ - ПС 220/35/6 кВ "БЦБК")	1,6 км		-/-1,6				
Двухцепная ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Береговая (отпайка от ВЛ-35 кВ ГПП-1 ПС 35/6 кВ - ПС 220/35/6 кВ "БЦБК")	1,1 км		-/-1,1				
Реконструкция			1 км*	16 км*	28 км*	34 км*	24,6 км*
Двухцепная ВЛ 35 кВ ГПП2-РП5, ГПП1-РП5	5 км				-/-2	-/-3	
Двухцепная ВЛ 35 кВ РП5-ПП4-Савватеевка	25 км				-/-10	-/-15	
Одноцепная ВЛ 35 кВ Мамско-Чуйского района	60 км			-/-15	-/-15	-/-15	-/-15

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
Одноцепная ВЛ-35 кВ Косая Степь - Бугульдейка, Ольхонский район	6 км		-/-/1	-/-/1	-/-/1	-/-/1	-/-/2
Одноцепная ВЛ-35 кВ «ГПП-1 - ПС Утулик»	7,6 км						-/-/7,6
ПС 35 кВ							
Новое строительство				139,8 МВА	38 МВА	38 МВА	6,4 МВА
ПС 35/10 Ключи, Казачинско-Ленский район	8 МВА					8/-/-	
ПС 35/10 кВ Кривошапкино, г. Киренск	12,6 МВА			12,6/-/-			
ПС 35/10 кВ Китой, г. Ангарск	20 МВА			20/-/-			
ПС 35/10 кВ Юго- Западная, г. Ангарск	20 МВА			20/-/-			
ПС 35/10 кВ Кристалл, г. Усолье-Сибирское	20 МВА			20/-/-			
ПС 35/10 кВ Троллейбусник, Иркутский район	20 МВА		-/-/-	10/-/-	10/-/-		
ПС 35/10 кВ Песчанка, г. Зима	8 МВА				8/-/-		
ПС 35/6 кВ Тельма, Усольский район	12,6 МВА			12,6/-/-			
ПС 35/10 кВ Смоленщина-2, Иркутский район	20 МВА				20/-/-		
ПС 35/10 Тибельти, Слюдянский район	3,2 МВА						3,2/-/-
Строительство ПС 35/10 кВ Предгорная, Слюдянский район	32 МВА			32/-/-			
Строительство ПС 35/10 кВ Береговая, Слюдянский район	12,6 МВА			12,6/-/-			
Реконструкция			12 МВА	11,5 МВА	6,3 МВА	48 МВА	12,6 МВА
РП-5 35/6 кВ (увеличение мощности трансформаторов), г. Ангарск	12 МВА		12/-/-	-/-/-			
ПС 35/10 кВ Бирусинка (установка Т2), г. Усть- Кут	4 МВА			4/-/-			
ПС 35/6 кВ Мама (увеличение мощности трансформаторов), Мамско-Чуйский район	12,6 МВА						12,6/-/-
ПС 35/10 кВ Зверосовхоз (увеличение мощности трансформаторов, установка Т2), Иркутский район	8 МВА					8/-/-	

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ПС 35 кВ Савватеевка (установка второго трансформатора). Ангарский район	2,5 МВА			2,5/-/-			
ПС 35/10 кВ Бугульдейка (увеличение мощности трансформаторов). Ольхонский район	5 МВА			5/-/-			
ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат (замена трансформатора). Иркутский район	6,3 МВА				6,3/-/-		
ПС 35/10 кВ Шумский (увеличение мощности трансформаторов). Нижнеудинский район	8 МВА					8/-/-	
ПС 35/6 кВ ГПП-1, г. Байкальск, Слюдянский район (реконструкция ОРУ-35 кВ - монтаж КРУН-35 кВ на элегазовых выключател, реконструкция ЗРУ-6 кВ)				-/-/-			
ПС 35 кВ Мелькомбинат (увеличение мощности трансформаторов)	32 МВА					32/-/-	
ОАО «РЖД»							
ПС 110 кВ							
Новое строительство							
Строительство тяговой подстанции ЭЧЭ-Игирма				-/-/-			
Реконструкция			160 МВА	410 МВА			
ТП 110 кВ Кежемская с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА - 2 шт. Установка УПК, замена защит 110 кВ	2х40 МВА		80/-/- (срок может быть изменен с учетом реализации мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения)				

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ТП 110 кВ Коршуниха с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА - 2 шт. и установка УПК	2x40 МВА			80/-/- (срок может быть изменен с учетом реализации мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения)			
Техническое перевооружение ОРУ 110 кВ ТП Чукша с заменой тягового трансформатора с 20 МВА - 2 шт. и установка УПК с установкой СВ 110 кВ с УРЗА	2x20 МВА		40/-/- (срок может быть изменен с учетом реализации мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения)				
ТП 110 кВ Черная с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА - 1 шт. и установка УПК	1x40 МВА		40/-/- (после реализации мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения)				

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ТП 110 кВ Невельская с заменой тягового трансформатора с 25 МВА на 40 МВА - 1 шт. и установка УПК	1x40 МВА			40/-/ (после реализации мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения)			
ТП 110 кВ Усть-Кут с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40МВА - 2 шт., замена защит 110 кВ	2x40 МВА			80/-/ (после реализации мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения)			
ТП 110 кВ Хребтовая с заменой тягового трансформатора с 25 МВА на 40 МВА - 1 шт. Установка УПК, замена защиты 110 кВ	1x40 МВА			40/-/ (после реализации мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения)			

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ТП 110 кВ Ручей с заменой тягового трансформатора с 25 МВА на 40 МВА - 2 шт., замена защиты 110 кВ	2х40 МВА			80/-/ (после реализации мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения)			
ТП 110 кВ Семигорск с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА - 2 шт., замена защиты 110 кВ	2х40 МВА			80/-/ (после реализации мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения)			
ТП 110 кВ Зяба с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА - 2 шт., замена защиты 110 кВ	2х40 МВА			80/-/ (после реализации мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения)			
ТП 110 кВ Замзор. Усиление трассы питающей линии №4, усиление отсасывающей линии, установка регистраторов аварийных событий			-/-/-				
ТП 110 кВ Худоеланская. Установка секционного выключателя 110 кВ с устройством релейной защиты и АПВ				-/-/-			

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ТП 110 кВ Тулошка. Установка секционного выключателя 110 кВ с устройством релейной защиты				-/-/-			
ТП 110 кВ Подкаменная. Установка третьего понижающего трансформатора (110/35/10 кВ мощностью 10 МВА), усиление оборудования питающей линии №4 в ОРУ 27,5 кВ. вводов 1 и 2 и обходного выключателя в ОРУ 27,5 кВ	1x10 МВА			10/-/-			
ТП 110 кВ Андриановская с монтажом ремонтной перемычки и оснащением СВ 110 кВ устройствами РЗА и АПВ, усилением оборудования питающей линии №2 в ОРУ 27,5 кВ, вводов 1 и 2 в ОРУ 27,5 кВ., обходного выключателя				-/-/-			
ТП 110 кВ Тайшет-Восточная. Организация РУ 10 кВ для питания нетяговых потребителей				-/-/-			
ПС 110 кВ Тайшет-Запад. Реконструкция УРЗА				-/-/-			
ТП 110 кВ Новочунка. Организация РУ 10 кВ для питания нетяговых потребителей, установка регистраторов аварийных событий				-/-/-			
ТП 110 кВ Чуна. Организация РУ 10 кВ для питания нетяговых потребителей				-/-/-			
ТП 110 кВ Турма. Организация РУ 10 кВ для питания нетяговых потребителей, установка регистраторов аварийных событий				-/-/-			
ТП 110 кВ Моргудон. Организация РУ 10 кВ для питания нетяговых потребителей				-/-/-			

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ТП 110 кВ Видим Организация РУ 10 кВ для питания нетяговых потребителей				-/-/			
ТП 110 кВ Забитуй (установка ремонтной перемычки (РП) и линейных защит с АПВ на СВ 110 кВ)					-/-/		
ТП 110 кВ Залари (установка ремонтной перемычки (РП) и линейных защит с АПВ на СВ 110 кВ)					-/-/		
ТП 110 кВ Мальта (установка ремонтной перемычки (РП) и линейных защит с АПВ на СВ 110 кВ)					-/-/		
ПС 110 кВ Головинская. Установка регистраторов аварийных событий				-/-/			
ПС 110 кВ Зима. Установка регистраторов аварийных событий					-/-/		
ПС 110 кВ Нижеудинск. Установка регистраторов аварийных событий					-/-/		
ПС 110 кВ Огнёвка. Установка регистраторов аварийных событий					-/-/		
«ЗАО Братская электросетевая компания»							
ПС 35 кВ							
Новое строительство				32 МВА 2,5 км	32 МВА 6 км	10 МВА 2,5 км	2,5 км
ВЛ 35 кВ, ПС 35/6 кВ Боково в Ленинском районе города Иркутска	32 МВА 6 км				32/-/6	-/-/	-/-/
КЛ 35 кВ, ПС 35/10 кВ Мегет в п. Мегет Ангарского района	32 МВА 2,5 км		-/-/	32/-/2,5-		-/-/	-/-/
ПС 35/6 кВ №17 в жилом районе Центральный города Братска	10 МВА					10/-/	
ВЛ 35 кВ №35-17 в жилом районе Центральный города Братска	5 км					/-/2,5	/-/2,5

Электрические сети	Характеристики объекта	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км	МВА/ Мвар/км
ОАО «Ангарский завод полимеров»							
ПС 110 кВ							
Новое строительство				160 МВА			
ГПП 110/6 кВ (АЗП)	2x80 МВА			160/-/ в АЗП			
Иркутский авиационный завод (ИАЗ) – филиал ОАО «Корпорация «Иркут»							
ПС 110 кВ							
Реконструкция						25 МВА	
ПС 110 кВ ГПП ИАЗ (установка 4-го трансформатора 110/6 кВ). Реконструкция ячеек 110 кВ (ИАЗ-А, ИАЗ-Б) на ПС Ново-Ленино. Реконструкция с заменой провода двух ВЛ-110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ	1x25 МВА					25/-/-	
ООО «Транснефть-Восток»							
ПС 35 кВ							
Реконструкция							80 МВА
ПС 35 кВ НПС при ГНПС-1 Тайшет (замена трансформаторов 25 МВА на 40 МВА)	2x40 МВА						2x40

Примечание:

* в одноцепном исполнении.

Таблица 49.2 – ПС 110-35 кВ, не включенные в утвержденную инвестиционную программу ОАО «ИЭСК» на период 2015 – 2019 годы

Наименование объекта	Основание для ввода объекта
ПС 110 кВ	
Строительство ПС 110 кВ Еловая с заходами ВЛ 110 кВ	Подключение коммунально-бытовых потребителей п. Еловый. Максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 8,3 МВт*.

Наименование объекта	Основание для ввода объекта
Реконструкция ПС 35 кВ Дачная (перевод на напряжение 110 кВ)	Подключение коммунально-бытовых потребителей. Разгрузка ПС 110 кВ Летняя (максимум нагрузки на ПС 110 кВ Летняя составил 23.80 МВт при установленной мощности трансформаторов 2х16 МВА, максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединения энергопринимающих устройств потребителей составляет 35,5 МВт). На существующей ПС 35 кВ Дачная установлен один трансформатор 3 МВА, максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 7 МВт*.
ПС 110 кВ Ангарская, замена трансформаторов. 2х80 МВА	Заключенные договора на ТП. Максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 97,5 МВт*.
ПС 110 кВ Огнеупоры. Замена Т-1 на трансформатор мощностью 25 МВА	Замена оборудования с истекшим сроком эксплуатации (1962 г.в.). Необходимо заключение специализированной организации
Строительство ПС 110 кВ Глазуново с заходами ВЛ 110 кВ, 10 кВ, 2х10 МВА	Подключение коммунально-бытовых потребителей. Создание нового центра питания для электроснабжения СНТ и коттеджных поселков по Александровскому тракту в районе с.п.Глазунова на основании поданных заявок технологического присоединения. Перегрузка существующих ВЛ 10 кВ от ПС 220 кВ Правобережная и от ПС 110 кВ Карлук и удаленное расположение потребителей от существующих ЦП. Разгрузка ПС 110 кВ Карлук (максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 36,6 МВт* при установленной мощности трансформаторов 10+16 МВА). Разгрузка ПС 220 кВ Правобережная (максимальная нагрузка по 10 кВ с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 79,43 МВт*).
Строительство ПС 110 кВ Горная с ВЛ 110 кВ, заходами 10 кВ. 2х10 МВА	Подключение коммунально-бытовых потребителей п. Горный. Перегрузка существующих ВЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Карлук (удаленность потребителей от существующих ЦП на расстояние 4-5 км). Разгрузка ПС 110 кВ Карлук (максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 36,6 МВт* при установленной мощности трансформаторов 10+16 МВА).

Наименование объекта	Основание для ввода объекта
Реконструкция ПС 110 кВ Урик (замена трансформаторов 25 МВА на 40 МВА)	Подключение коммунально-бытовых потребителей. Максимум нагрузки на ПС 110 кВ Урик составил 40,60 МВт. Максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 68,2 МВт* (после перевода части нагрузок сети 35 кВ на ПС 220 кВ Столбово суммарная максимальная нагрузка не будет превышать 40 МВт).
Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда (замена трансформаторов 25 МВА на 40 МВА)	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок. Максимум нагрузки на ПС Усть-Орда составил 41,6 МВт. Максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 50,8 МВт*.
Реконструкция ПС 110 кВ Никольск (замена тра 6.3 МВА на 10 МВА с заменой РПН, замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов)	Замена оборудования с истекшим сроком эксплуатации (1974 г.в.). Требуется заключение специализированной организации
Реконструкция ПС 35 кВ Верхоленск с заходами ВЛ 110 кВ, 10 кВ.(перевод на напряжение 110кВ)	Подключение коммунально-бытовых потребителей. Электроснабжение ПС 35 кВ Верхоленск осуществляется по одной ВЛ 35 кВ от центра питания ПС 110 кВ Качуг (максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 27,14 МВт* при установленной мощности трансформаторов 2x25 МВА), не обеспечивая требуемую надежность электроснабжения потребителей 2 категории надежности (социальные и административные учреждения). Перевод ПС 35 кВ Верхоленск на 110 кВ (максимум нагрузки составил 1,44 МВт, максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 1,52 МВт*) разгружает центр питания ПС 110 кВ Качуг.
Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд (монтаж Т-2, ОРУ 35 кВ) с заходами 110, 35 кВ.	Подключение коммунально-бытовых потребителей. Максимум нагрузки на ПС 110 кВ Черноруд составил 3,75 МВт. Максимальная нагрузка с учетом заявок на технологического присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 9 МВт*. Существующий трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА. Перевод питания ПС 35 кВ Хужир (максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 4,8 МВт*) с центра питания ПС 110 кВ Еланцы на ПС 110 кВ Черноруд.

Наименование объекта	Основание для ввода объекта
Реконструкция ПС 35 кВ Тараса (перевод на напряжение 110 кВ)	Износ оборудования ВЛ 35 кВ, замена оборудования с истекшим сроком эксплуатации (ВЛ 35 кВ Цемзавод – Усть-Балей 2*15 км) (требуется подтверждение специализированной организации). Создание нового центра питания для кольцевой сети 35 кВ, с переводом питания в нормальной схеме от ПС 110 кВ Тараса потребителей 10 кВ ПС Тараса и ПС 35 кВ Олонки (максимум нагрузки 12,3 МВт, максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 16 МВт*). И обеспечение резервного электроснабжения по кольцевой ВЛ-35 кВ ПС 35 кВ Каменка, ПС Казачье, ПС Середкино, ПС Усть-Алтан, ПС Горохово, ПС Усть-Балей (максимум нагрузки 12,5 МВт, максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей составляет 13,5 МВт*). Существующие центры питания для сети 35 кВ не обеспечивают покрытие максимальной нагрузки сети 35 кВ с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей (30 МВт).
ПС 35 кВ	
Строительство ПС 35 Хадахан, 2х4 МВА	Подключение коммунально-бытовых потребителей
Строительство ПС 35 кВ Усть-Куда, с заходами 10 кВ	Подключение коммунально-бытовых потребителей
Строительство ПС 35 кВ Московщина с заходами ВЛ 35 кВ, 10 кВ	Подключение коммунально-бытовых потребителей
Строительство ПС 35 кВ Плишкино с заходами 35 кВ, 10 кВ	Подключение коммунально-бытовых потребителей
Строительство ПС 35 кВ Курма с заходами ВЛ 35, 10 кВ	Подключение коммунально-бытовых потребителей
Реконструкция ПС 35 кВ Лыловщина (замена трансформаторов 4 МВА на 6,3 МВА)	Подключение коммунально-бытовых потребителей
Реконструкция ПС 35 кВ Усть-Уда (замена трансформаторов, ОРУ 35)	Подключение коммунально-бытовых потребителей
Реконструкция ПС 35 кВ Черёмушки (замена силового трансформатора 3,2 МВА на 6,3 МВА, реконструкция ОРУ-35кВ: замена МВ 35 кВ на ВВ 35 кВ, устройств РЗА 8 присоединений)	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок, замена оборудования с истекшим сроком эксплуатации
Реконструкция ПС 35 кВ Коты (замена силовых трансформаторов 2х2,5 МВА на 2х10 МВА, реконструкция ОРУ-35кВ: замена МВ 35 кВ на ВВ 35 кВ, устройств РЗА 9 прис.)	Подключение коммунально-бытовых потребителей, замена оборудования с истекшим сроком эксплуатации

Наименование объекта	Основание для ввода объекта
Строительство ПС № 9 35 кВ с 2-мя силовыми трансформаторами ТМ - 4000/35/6 и КРУН - 6 кВ на 13 ячеек, 2х4 МВА	Срок эксплуатации ПС № 9 более 50 лет. Состоит из 2 трансформаторных ПС "Чешского производства" на передвижных платформах, смонтированных вместе с ячейками КРУН-6 кВ, укомплектованными выключателями VOP-10, ВМГ-133, снятыми с производства и по этой причине неремонтопригодными. ПС отработала свой нормативный срок эксплуатации и в настоящее время не обеспечивает требуемой надежности электроснабжения левобережной части г. Усть-Илимска. В любое время возможен выход из строя элементов оборудования ПС, что в случае развития аварийной ситуации приведет к полному погашению одного из присоединений (секционирование между Т-1 и Т-2 отсутствует).
ПС 35 кВ №4. Трансформатор Т-2 ТД-16000/35. Заменить на ТДНС-32000/35 по нагрузкам и по условию параллельной работы, 1х32 МВА	Повышение надежности электроснабжения. Необходимые условия для параллельной работы трансформаторов

Примечание:

* данные о максимальной мощности в соответствии с заключенными договорами на технологическое присоединения приняты на основании информации, опубликованной на сайте ОАО «ИЭСК».

Таблица 49.3 – ПС 110-35 кВ, не включенные в утвержденную инвестиционную программу ОГУЭП «Облкоммунэнерго» на период 2015 – 2019 годы

Наименование объекта	Основание для ввода объекта
ПС 110 кВ	
Строительство ПС 110/10 кВ Западный. п. Западный, г. Усолжье-Сибирское (2*10 МВА)	Подключение коммунально-бытовых потребителей (электроснабжение нового коттеджного п. Западный в соответствии с заявками на технологическое присоединение). Максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей на 2014 г. составляет 1,9 МВт (ожидается увеличение количества заявок на ТП, исходя из планировки п. Западный). Существующий ближайший центр питания сети 35 кВ – ПС 35/6 кВ ГПП-1 35/6кВ (максимальная нагрузка 33,78 МВт). Ближайший существующий центр питания сети 110 кВ – ПС 110 кВ Вокзальная (с максимальной нагрузкой 18,3 МВт, максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединения энергопринимающих устройств потребителей составляет 19,3 МВт* при установленной мощности трансформаторов 2х16 МВА).

Наименование объекта	Основание для ввода объекта
Строительство ПС 110/10 кВ Северная, г. Тайшет (2*16 МВА)	Необходимость снижения нетяговой нагрузки на тяговой ПС 110 кВ Тайшет-Запад для обеспечения возможности развития БАМа и Восточного полигона ОАО «РЖД», путем перевода существующих коммунально-бытовых потребителей на новый центр питания (фактическая нагрузка 10,5 МВт, максимальная нагрузка с учетом заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей 14,5 МВт*).
ПС 35 кВ	
Строительство ПС 35/10 Ключи, Казачинско-Ленский район	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Строительство ПС 35/10 кВ Смоленщина-2, Иркутский район	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Строительство ПС 35/10 Тибельти, Слюдянский район	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Строительство ПС 35/10 кВ Предгорная, Слюдянский район	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Строительство ПС 35/10 кВ Береговая, Слюдянский район	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Реконструкция РП-5 35/6 кВ (увеличение мощности трансформаторов), г. Ангарск	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Реконструкция ПС 35/10 кВ Бирюсинка (установка Т2), г. Усть-Кут	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Реконструкция ПС 35/6 кВ Мама (увеличение мощности трансформаторов), Мамско-Чуйский район	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Реконструкция ПС 35/10 кВ Зверосовхоз (увеличение мощности трансформаторов, установка Т2), Иркутский район	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Реконструкция ПС 35 кВ Савватеевка (установка второго трансформатора), Ангарский район	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Реконструкция ПС 35/10 кВ Бугульдейка (увеличение мощности трансформаторов), Ольхонский район	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Реконструкция ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат (замена трансформатора), Иркутский район	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок, замена оборудования с истекшим сроком эксплуатации
Реконструкция ПС 35/10 кВ Шумский (увеличение мощности трансформаторов), Нижнеудинский район	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок
Реконструкция ПС 35/6 кВ ГПП-1, г. Байкальск, Слюдянский район (реконструкция ОРУ-35 кВ - монтаж КРУН-35 кВ на элегазовых выключател, реконструкция ЗРУ-6 кВ)	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок, замена оборудования с истекшим сроком эксплуатации
Реконструкция ПС 35 кВ Мелькомбинат (увеличение мощности трансформаторов)	Подключение коммунально-бытовых потребителей, рост нагрузок

Примечание:

* На основании информации, опубликованной на сайте ОГУЭП «Облкоммунэнерго».

2. Перспективный баланс электроэнергии и мощности, разработанный на основе прогноза системного оператора по потреблению электроэнергии

Показатели	Ед. изм.	Годы						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ТЭЦ-12	МВт	12	12	12	12	12	12	12
ТЭЦ-16	МВт	18	18	18	18	18	18	18
Н-ИТЭЦ	МВт	708	708	708	708	708	708	708
ШУ Н-ИТЭЦ	МВт	18	18	18	18	18	18	18
У-ИТЭЦ	МВт	515	515	515	515	515	515	515
Н-ЗТЭЦ	МВт	260	260	260	260	260	260	260
Блок-станции, в т.ч.	МВт	228	228	228	228	228	228	228
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск	МВт	49	49	49	49	49	49	49
ТЭС ОАО «Группа Илим» в г.Братске	МВт	113	113	113	113	113	113	113
ТЭС ОАО «Группа Илим» в г.Усть-Илимске	МВт	44	44	44	44	44	44	44
ТЭС МУП «Бирюсинское ТВК»*	МВт	2	2	2	2	2	2	2
ТЭС МУП «ЖКХ п.Мамакан»*	МВт	21	21	21	21	21	21	21
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	МВт	447	447	447	447	447	447	447
ГЭС	МВт	216	216	216	216	216	216	216
ТЭС	МВт	231	231	231	231	231	231	231
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	МВт	12855	12778	12850	12752	12799	12827	12827
ГЭС, в т.ч.	МВт	8875	8784	8856	8919	8966	8994	8994
ГЭС ОАО «Иркутскэнерго», в т.ч.	МВт	8789	8698	8770	8833	8880	8908	8908
Иркутская ГЭС	МВт	662	662	690	717	744	771	771
Братская ГЭС	МВт	4287	4196	4220	4246	4256	4257	4257
Усть-Илимская ГЭС	МВт	3840	3840	3860	3870	3880	3880	3880
ГЭС других ведомств, в т.ч.	МВт	86	86	86	86	86	86	86
Мамаканская ГЭС	МВт	86	86	86	86	86	86	86
ТЭС, в т.ч.	МВт	3980	3994	3994	3833	3833	3833	3833
ТЭС ОАО «Иркутскэнерго», в т.ч.	МВт	3853	3867	3867	3755	3755	3755	3755
Участок №1 ТЭЦ-9	МВт	166	166	166	54	54	54	54
ТЭЦ-6	МВт	244	260	260	260	260	260	260
ТИ и ТС ТЭЦ-6	МВт	12	12	12	12	12	12	12
ТЭЦ-9	МВт	542	540	540	540	540	540	540
ТЭЦ-10	МВт	1110	1110	1110	1110	1110	1110	1110
ТЭЦ-11	МВт	315	315	315	315	315	315	315
ТЭЦ-12	МВт	11	11	11	11	11	11	11
ТЭЦ-16	МВт	18	18	18	18	18	18	18
Н-ИТЭЦ	МВт	708	708	708	708	708	708	708
ШУ Н-ИТЭЦ	МВт	16	16	16	16	16	16	16
У-ИТЭЦ	МВт	449	450	450	450	450	450	450
Н-ЗТЭЦ	МВт	262	260	260	260	260	260	260
Блок-станции, в т.ч.	МВт	127	127	127	78	78	78	78
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск	МВт	49	49	49	0	0	0	0
ТЭС ОАО «Группа Илим» в г.Братске	МВт	34	34	34	34	34	34	34

Показатели	Ед. изм.	Годы						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ТЭС ОАО «Группа Илим» в г. Усть-Илимске	МВт	44	44	44	44	44	44	44
ТЭС МУП «Бирюсинское ТВК»*	МВт	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС МУП «ЖКХ п. Мамакан»*	МВт	0	0	0	0	0	0	0
Избыток + / Дефицит –	МВт	2693	4154	4200	4000	3774	3614	3604

Примечание: указанные уровни электрической мощности соответствуют данным филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и ОАО «Иркутскэнерго»; *станции выведены из эксплуатации

В таблице 51 представлен баланс электроэнергии в энергосистеме Иркутской области.

Таблица 51 – Баланс электрической энергии в Иркутской области на период до 2020 года (на основе прогноза потребления системного оператора)

Показатели	Ед. изм.	Годы						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Электропотребление	млн. кВт.ч	52820	52846	53078	53304	54233	56053	56633
Выработка, в т.ч.:	млн. кВт.ч	55074	54238	58851	59096	59387	59659	59763
ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»	млн. кВт.ч	43213	40006	46004	46004	46004	46004	46004
Мамаканская ГЭС	млн. кВт.ч	390	356	356	356	356	356	356
ТЭС ОАО «Иркутскэнерго» (без учета Ленской ТЭС)	млн. кВт.ч	10652	13044	11659	11904	12195	12467	12571
Блок-станции	млн. кВт.ч	819	832	832	832	832	832	832
Число часов использования установленной мощности электростанций	часов в год	4142,1	4079,2	4410,5	4416,6	4426,0	4437,3	4445,0
ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»	часов в год	4800,2	4443,9	5083,5	5062,7	5042,1	5027,1	5027,1
Мамаканская ГЭС	часов в год	4534,9	4139,5	4139,5	4139,5	4139,5	4139,5	4139,5
ТЭС ОАО «Иркутскэнерго»	часов в год	2676,9	3278,0	2929,9	2991,5	3064,6	3133,0	3159,1
Блок-станции	часов в год	3585,8	3642,7	3642,7	3642,7	3642,7	3642,7	3642,7
Сальдо-переток	млн. кВт.ч	2254	1392	5773	5792	5154	3606	3130

Примечание: указанные уровни потребления и производства электрической энергии соответствуют данным филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

Баланс мощности и электроэнергии Иркутской энергосистемы на всем протяжении рассматриваемого периода является избыточным.

3. Баланс электроэнергии и мощности, разработанный на основе прогноза Правительства ИО по потреблению электроэнергии

Текущий уровень подтвержденного потребления в зоне БАМа и Бодайбинском районе недостаточен для полноценной загрузки мощностей первого блока Ленской ТЭС. При этом, многими инвесторами декларируются планы по значительному увеличению потребления в этом районе в ближайшее время. Если эти планы подтвердятся, Ленская ТЭС станет наиболее оптимальным решением энергоснабжения таких проектов на горизонте СиПР.

Для обеспечения возможности подключения новых крупных потребителей, а также для реализации выданных технических условий планируется строительство в 2019 году ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут с сооружением соответствующих подстанций.

Расходная часть электробаланса учитывает естественный рост электропотребления существующих потребителей и появление новых энергоемких потребителей, таких как Сибирский электрометаллургический завод в Братске (ЗАО «СЭМЗ»), газоперерабатывающий завод в г. Усть-Куте, освоение новых золоторудных месторождений в Бодайбинском районе (Вернинское, Голец Высочайший, Чертово Кoryто).

Сокращение сальдо-перетока прогнозируется в связи со строительством и вводом в эксплуатацию электросетевых объектов на территории Красноярского края для выдачи мощности от Богучанской ГЭС, а также строительством и вводом в эксплуатацию Березовской ГРЭС-1 мощностью 800 МВт.

Баланс мощности энергосистемы Иркутской области на период до 2020 года представлен в таблице 52.

Таблица 52 – Баланс мощности энергосистемы Иркутской области на период до 2020 года (на основе прогноза потребления Правительства ИО)

Показатели	Ед. изм.	Годы						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребность								
Максимум нагрузки	МВт	7670	7700	7723	7911	8162	8341	8353
Расчетный резерв мощности (отчетный*, для посл. годов 12%)	МВт	2492	924	927	949	979	1001	1002
ИТОГО потребность	МВт	10162	8624	8650	8860	9141	9342	9355
Покрытие								
Установленная мощность на конец года	МВт	13296	13273	13321	13266	13303	13560	13760
ГЭС, в т.ч.	МВт	9088	9088	9136	9173	9210	9237	9237
ГЭС ОАО «Иркутскэнерго», в т.ч.	МВт	9002	9002	9050	9087	9124	9151	9151
Иркутская ГЭС	МВт	662	662	690	717	744	771	771
Братская ГЭС	МВт	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Усть-Илимская ГЭС	МВт	3840	3840	3860	3870	3880	3880	3880

Показатели	Ед. изм.	Годы						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ГЭС других ведомств, в т.ч.	МВт	86	86	86	86	86	86	86
Мамаканская ГЭС	МВт	86	86	86	86	86	86	86
ТЭС, в т.ч.	МВт	4208	4185	4185	4093	4093	4323	4523
ТЭС ОАО «Иркутскэнерго», в т.ч.	МВт	3979	3979	3979	3887	3887	3887	4087
Участок №1 ТЭЦ-9	МВт	166	166	166	54	54	54	54
ТЭЦ-6	МВт	270	270	270	270	270	270	270
ТИ и ТС ТЭЦ-6	МВт	12	12	12	12	12	12	12
ТЭЦ-9	МВт	540	540	540	540	540	540	540
ТЭЦ-10	МВт	1110	1110	1110	1110	1110	1110	1110
ТЭЦ-11	МВт	350	350	350	350	350	350	350
ТЭЦ-12	МВт	12	12	12	12	12	12	12
ТЭЦ-16	МВт	18	18	18	18	18	18	18
Н-ИТЭЦ	МВт	708	708	708	728	728	728	768
ШУ Н-ИТЭЦ	МВт	18	18	18	18	18	18	18
У-ИТЭЦ	МВт	515	515	515	515	515	515	515
Н-ЗТЭЦ	МВт	260	260	260	260	260	260	420
Блок-станции, в т.ч.	МВт	228	206	206	206	206	206	206
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск	МВт	49	49	49	49	49	49	49
ТЭС ОАО «Группа Илим» в г.Братске	МВт	113	113	113	113	113	113	113
ТЭС ОАО «Группа Илим» в г.Усть-Илимске	МВт	44	44	44	44	44	44	44
ТЭС МУП «Бирюсинское ТВК»*	МВт	2	0	0	0	0	0	0
ТЭС МУП «ЖКХ п.Мамакан»*	МВт	21	0	0	0	0	0	0
Ленская ТЭС	МВт	0	0	0	0	0	230	230
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	МВт	447	447	447	447	447	447	447
ГЭС	МВт	216	216	216	216	216	216	216
ТЭС	МВт	231	231	231	231	231	231	231
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	МВт	12855	12778	12850	12752	12799	12827	12827
ГЭС, в т.ч.	МВт	8875	8784	8856	8919	8966	8994	8994
ГЭС ОАО «Иркутскэнерго», в т.ч.	МВт	8789	8698	8770	8833	8880	8908	8908
Иркутская ГЭС	МВт	662	662	690	717	744	771	771
Братская ГЭС	МВт	4287	4196	4220	4246	4256	4257	4257
Усть-Илимская ГЭС	МВт	3840	3840	3860	3870	3880	3880	3880
ГЭС других ведомств, в т.ч.	МВт	86	86	86	86	86	86	86
Мамаканская ГЭС	МВт	86	86	86	86	86	86	86
ТЭС, в т.ч.	МВт	3980	3993	3993	3852	3852	4082	4282
ТЭС ОАО «Иркутскэнерго», в т.ч.	МВт	3853	3866	3866	3774	3774	3774	3974
Участок №1 ТЭЦ-9	МВт	166	166	166	54	54	54	54
ТЭЦ-6	МВт	244	260	260	260	260	260	260
ТИ и ТС ТЭЦ-6	МВт	12	12	12	12	12	12	12
ТЭЦ-9	МВт	542	540	540	540	540	540	540
ТЭЦ-10	МВт	1110	1110	1110	1110	1110	1110	1110
ТЭЦ-11	МВт	315	315	315	315	315	315	315
ТЭЦ-12	МВт	11	11	11	11	11	11	11

Показатели	Ед. изм.	Годы						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ТЭЦ-16	МВт	18	18	18	18	18	18	18
Н-ИТЭЦ	МВт	708	708	708	728	728	728	768
ШУ Н-ИТЭЦ	МВт	16	16	16	16	16	16	16
У-ИТЭЦ	МВт	449	450	450	450	450	450	450
Н-ЗТЭЦ	МВт	262	260	260	260	260	260	420
Блок-станции, в т.ч.	МВт	127	127	127	78	78	78	78
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск	МВт	49	49	49	0	0	0	0
ТЭС ОАО «Группа Илим» в г.Братске	МВт	34	34	34	34	34	34	34
ТЭС ОАО «Группа Илим» в г.Усть-Илимске	МВт	44	44	44	44	44	44	44
ТЭС МУП «Бирюсинское ТВК»*	МВт	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС МУП «ЖКХ п.Мамакан»*	МВт	0	0	0	0	0	0	0
Ленская ТЭС	МВт	0	0	0	0	0	230	230
Избыток + / Дефицит –	МВт	2693	4154	4200	3892	3658	3485	3472

Изменение установленной мощности электростанций обусловлено вводом первого энергоблока Ленской ТЭС, выводом оборудования ТЭЦ-1, ТЭС МУП «Бирюсинское ТВК» и ТЭС МУП «ЖКХ п.Мамакан», модернизацией оборудования Иркутской и Усть-Илимской ГЭС, Ново-Иркутской ТЭЦ, расширением Ново-Зиминской ТЭЦ.

Увеличение потребляемой мощности по сравнению с прогнозом системного оператора обусловлено дополнительными подключениями потребителей ОАО «РЖД» (27,7 МВт), Зашихинского ГОКа (12,5 МВт), ИАЗа (29 МВт), а также электродвигательной в г. Байкальске (49 МВт).

Оценка балансовой ситуации показала, что при ожидаемом росте спроса на мощность и электрическую энергию в Иркутской области, балансы мощности и электрической энергии избыточны на всем рассматриваемом периоде. Избыток в балансе мощности и электрической энергии объясняется существующей избыточностью Иркутской энергосистемы и ее приростом в связи с модернизацией генерирующего оборудования на ГЭС и ТЭЦ в период с 2014 по 2020 годы.

Глава 8. Основные направления развития теплоснабжения Иркутской области

1. Прогноз потребления тепловой энергии в Иркутской области на 5-летний период с выделением крупных потребителей

Прогноз потребления тепловой энергии осуществлялся в соответствии с перспективным развитием экономики и социальной сферы Иркутской области.

В настоящее время одной из приоритетных задач активной экономической деятельности, включая развитие топливно-энергетического

комплекса, в том числе теплоэнергетики, является снижение потребления энергоресурсов за счет реализации энергосберегающих мероприятий, обозначенных в Программе «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на территории Иркутской области», утвержденной в 2010 г. В связи с этим в перспективном прогнозе потребления тепловой энергии учитывается энергосберегающий эффект при реализации мероприятий по энергосбережению для существующих объектов теплоснабжения при их развитии. Реализация даже части всего энергосберегающего потенциала позволит сократить ввод необходимых новых тепловых мощностей, а также снизить финансовую нагрузку на бюджет области и население.

В таблице 53 представлен прогноз полезного (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребления тепловой энергии и его структура на период 2015–2020 годы. Рассматривается два сценария, в основе которых различные варианты развития промышленных предприятий: прогноз 1 соответствует данным социально-экономического развития, положенным в основу прогноза электропотребления и мощности, разработанного системным оператором; прогноз 2 соответствует данным, положенным в основу прогноза электропотребления и мощности Правительства ИО.

Таблица 53 – Варианты прогноза потребления тепловой энергии в Иркутской области, млн. Гкал

Показатель	Годы						
	2014 (факт)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Прогноз 1							
Полезное потребление, в т.ч.:	35,0	35,4	36,0	36,7	37,2	38,2	38,8
жилищно-коммунальное хозяйство, из него:	13,7	13,8	13,9	14,1	14,2	14,4	14,6
население	11,3	11,4	11,5	11,6	11,7	11,8	11,9
коммунально-бытовые нужды	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7
промышленность	17,2	17,4	17,7	18,1	18,4	19,0	19,2
прочие потребители	4,1	4,2	4,4	4,5	4,6	4,8	5,0
Абсолютный прирост суммарного теплоснабжения, тыс. Гкал	-	0,4	0,6	0,7	0,5	1,0	0,6
Среднегодовые темпы прироста, %	-	1,1	1,7	1,9	1,3	2,6	1,5
Прогноз 2							
Полезное потребление, в т.ч.:	35,0	35,8	36,5	37,3	38,1	39,3	40,9
жилищно-коммунальное хозяйство, из него:	13,7	14	14,2	14,4	14,7	15	16,1
население	11,3	11,4	11,5	11,6	11,8	12	12,9
коммунально-бытовые нужды	2,4	2,6	2,7	2,8	2,9	3	3,2
промышленность	17,2	17,5	17,8	18,3	18,7	19,4	19,7
прочие потребители	4,1	4,3	4,5	4,6	4,7	4,9	5,1
Абсолютный прирост суммарного теплоснабжения, тыс. Гкал	-	0,8	0,7	0,9	0,8	1,2	1,6
Среднегодовые темпы прироста, %	-	2,2	1,9	2,1	2,1	3,1	4,0

Полезное (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребление тепловой энергии к 2020 г. увеличится по сравнению с 2014 г. на 10,1% и на 15,4% в первом и втором прогнозах соответственно.

Потребление тепловой энергии на цели отопления и горячего водоснабжения в перспективе до 2020 г. потребление тепловой энергии определялось исходя из долгосрочного прогноза численности населения области, предполагаемого развития жилищного фонда с учетом удельных норм расхода тепла на отопление зданий и горячее водоснабжение.

В связи с незначительным ростом населения потребление тепловой энергии в этом секторе будет увеличиваться за счет строительства нового жилья, в результате роста обеспеченности жилой площадью с 22,1 в 2014 г. до 22-24 м²/чел. в 2020 г. и повышения уровня его благоустройства.

Рост теплоснабжения в промышленном секторе к 2020 г. в прогнозе 1 составит 11,6% и 14,5% – в прогнозе 2. Прирост потребления тепловой энергии предполагается в ключевых отраслях промышленности: нефтехимический сектор, переработка леса и другие.

Основная доля потребления тепловой энергии приходится на 9 основных городов Иркутской области: Иркутск, Шелехов, Ангарск, Усолье-Сибирское, Черемхово, Саянск, Братск, Усть-Илимск и Железногорск-Илимский.

Динамика полезного теплоснабжения по группам потребителей в перечисленных городах Иркутской области на период до 2020 года представлена в таблицах 54 и 55 для прогнозов 1 и 2 соответственно.

Таблица 54 – Динамика полезного теплоснабжения по группам потребителей в крупных городах Иркутской области на период до 2020 года, тыс. Гкал (прогноз 1)

Год	Всего по городам Иркутской области				Иркутск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.
2014	32,04	4,22	8,28	19,54	5,86	1,80	2,76	1,30
2015	32,32	4,26	8,39	19,68	5,94	1,82	2,79	1,33
2016	32,69	4,32	8,47	19,90	6,04	1,84	2,83	1,37
2017	32,93	4,33	8,60	20,00	6,11	1,86	2,89	1,37
2018	33,31	4,39	8,75	20,17	6,23	1,87	2,96	1,40
2019	33,70	4,47	8,88	20,34	6,36	1,89	3,05	1,42
2020	33,96	4,58	8,95	20,43	6,47	1,95	3,05	1,47

Продолжение таблицы 54

Год	Шелехов			Ангарск		
	Всего	в том числе		Всего	в том числе	
		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции		прочие потреб.	бюджет. потреб.

			ции				ции	
2014	0,59	0,06	0,26	0,27	7,86	0,85	1,73	5,29
2015	0,60	0,06	0,27	0,27	7,91	0,86	1,74	5,31
2016	0,61	0,06	0,27	0,28	8,00	0,86	1,75	5,39
2017	0,62	0,06	0,27	0,28	8,08	0,87	1,78	5,43
2018	0,64	0,07	0,28	0,28	8,16	0,89	1,80	5,47
2019	0,65	0,07	0,28	0,29	8,24	0,92	1,82	5,50
2020	0,65	0,07	0,28	0,29	8,28	0,96	1,84	5,47

Продолжение таблицы 54

Год	Усть-Илимск				Усолье-Сибирское			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.
2014	5,94	0,27	0,45	5,22	1,79	0,23	0,60	0,96
2015	5,96	0,27	0,46	5,23	1,81	0,23	0,62	0,96
2016	5,99	0,28	0,46	5,25	1,85	0,24	0,62	0,99
2017	5,99	0,28	0,46	5,25	1,88	0,24	0,63	1,01
2018	6,04	0,28	0,47	5,29	1,90	0,24	0,63	1,03
2019	6,08	0,29	0,47	5,32	1,94	0,25	0,64	1,05
2020	6,12	0,29	0,49	5,34	1,97	0,25	0,65	1,07

Продолжение таблицы 54

Год	Железногорск-Илимский				Саянск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.
2014	0,63	0,12	0,25	0,26	1,79	0,19	0,58	1,02
2015	0,64	0,12	0,25	0,27	1,82	0,19	0,58	1,05
2016	0,64	0,12	0,25	0,27	1,83	0,19	0,58	1,06
2017	0,66	0,12	0,26	0,28	1,86	0,19	0,59	1,08
2018	0,66	0,12	0,26	0,28	1,89	0,20	0,60	1,09
2019	0,68	0,13	0,26	0,29	1,91	0,20	0,60	1,11
2020	0,69	0,13	0,26	0,3	1,91	0,20	0,60	1,11

Продолжение таблицы 54

Год	Братск				Черемхово			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные орг.	прочие потреб.		бюджет. потреб.	жилищные орг.	прочие потреб.
2014	7,35	0,67	1,50	5,18	0,23	0,03	0,16	0,04
2015	7,41	0,68	1,52	5,21	0,23	0,03	0,16	0,04
2016	7,46	0,68	1,54	5,24	0,26	0,04	0,17	0,05
2017	7,46	0,66	1,55	5,25	0,26	0,04	0,17	0,05
2018	7,51	0,66	1,57	5,28	0,28	0,05	0,18	0,05
2019	7,55	0,67	1,58	5,30	0,29	0,05	0,18	0,06
2020	7,58	0,68	1,58	5,32	0,30	0,05	0,19	0,06

Таблица 55 – Динамика полезного теплоснабжения по группам потребителей в крупных городах Иркутской области на период до 2020 года, тыс. Гкал (прогноз 2)

Год	Всего по городам Иркутской области				Иркутск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.
2014	32,04	4,22	8,28	19,54	5,86	1,80	2,76	1,30
2015	32,82	4,40	8,52	19,89	5,98	1,86	2,82	1,31
2016	33,56	4,49	8,72	20,34	6,12	1,89	2,88	1,35
2017	34,25	4,61	8,90	20,73	6,23	1,92	2,94	1,36
2018	35,24	4,76	9,32	21,15	6,60	1,97	3,23	1,40
2019	35,96	4,92	9,55	21,48	6,78	2,02	3,35	1,41
2020	36,65	5,05	9,82	21,78	6,97	2,06	3,47	1,44

Продолжение таблицы 55

Год	Шелехов				Ангарск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.
2014	0,59	0,06	0,26	0,27	7,86	0,85	1,73	5,29
2015	0,61	0,06	0,27	0,28	8	0,89	1,78	5,32
2016	0,62	0,07	0,27	0,28	8,18	0,91	1,84	5,42
2017	0,64	0,07	0,28	0,29	8,33	0,97	1,87	5,49
2018	0,64	0,07	0,28	0,29	8,47	1,02	1,93	5,51
2019	0,66	0,08	0,28	0,30	8,65	1,08	1,98	5,58
2020	0,68	0,08	0,29	0,31	8,86	1,14	2,04	5,67

Продолжение таблицы 55

Год	Усть-Илимск				Усолье-Сибирское			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.
2014	5,94	0,27	0,45	5,22	1,79	0,23	0,60	0,96
2015	6,09	0,28	0,47	5,34	1,84	0,25	0,62	0,98
2016	6,25	0,29	0,49	5,47	1,88	0,25	0,63	1,00
2017	6,39	0,3	0,5	5,59	1,92	0,25	0,65	1,02
2018	6,54	0,3	0,51	5,73	1,96	0,25	0,66	1,05
2019	6,60	0,31	0,52	5,77	1,99	0,26	0,66	1,06
2020	6,63	0,32	0,52	5,79	2,01	0,26	0,67	1,08

Продолжение таблицы 55

Год	Железногорск-Илимский				Саянск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.
2014	0,63	0,12	0,25	0,26	1,79	0,19	0,58	1,02
2015	0,66	0,13	0,26	0,27	1,84	0,20	0,59	1,05
2016	0,67	0,13	0,26	0,28	1,85	0,20	0,59	1,06
2017	0,69	0,13	0,27	0,29	1,88	0,20	0,60	1,08
2018	0,69	0,13	0,27	0,29	1,90	0,21	0,60	1,09
2019	0,71	0,14	0,27	0,3	1,93	0,21	0,61	1,11

Год	Железногорск-Илимский				Саянск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.
2020	0,73	0,14	0,28	0,31	1,93	0,21	0,61	1,11

Продолжение таблицы 55

Год	Братск				Черемхово			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.		бюджет. потреб.	жилищные орг-ции	прочие потреб.
2014	7,35	0,67	1,50	5,18	0,23	0,03	0,16	0,04
2015	7,54	0,69	1,55	5,29	0,26	0,04	0,17	0,05
2016	7,71	0,71	1,58	5,42	0,28	0,04	0,18	0,06
2017	7,88	0,73	1,61	5,54	0,29	0,05	0,18	0,06
2018	8,13	0,74	1,65	5,74	0,31	0,06	0,19	0,06
2019	8,32	0,76	1,69	5,87	0,32	0,06	0,19	0,07
2020	8,51	0,77	1,73	6,00	0,33	0,06	0,20	0,07

Наиболее теплеевыми городами Иркутской области являются Ангарск, Братск, Иркутск и Усть-Илимск. На их долю приходится около 77% от суммарного теплоснабжения по области. Высокое потребление тепла в этих городах связано расположением в них крупных теплоснабжающих предприятий нефтехимической, химической и лесоперерабатывающей промышленности.

2. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области

С 1 января 2011 года вступил в силу Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии. Согласно статье 29 данного федерального закона разработка и утверждение схем теплоснабжения поселений уполномоченными органами должно было быть осуществлено до 31 декабря 2011 года.

При разработке схем теплоснабжения следует учитывать постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Распоряжением Правительства Иркутской области № 485-рп от 12 октября 2012 года утвержден график разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальными образованиями Иркутской области. В соответствии с ним до конца 2013 г. схемы теплоснабжения населенных пунктов должны были быть разработаны и утверждены во всех муниципальных образованиях области. По состоянию на 01 февраля 2015 года по данным министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области в 110-ти муниципальных образованиях Иркутской

области (без учета города Иркутска) схемы теплоснабжения разработаны и утверждены в соответствии с графиком. В 61-м муниципальном образовании схемы теплоснабжения отсутствуют, либо не утверждены.

Схема теплоснабжения города Иркутска утверждена Приказом Минэнерго России от 24 декабря 2013 года № 930.

Отсутствие Схем теплоснабжения населенных пунктов сдерживает обоснование развития систем теплоснабжения и приводит к нарушению качественного, надежного и эффективного снабжения тепловой энергией потребителей области.

3. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области с учетом максимального развития в районе когенерации на базе новых ПГУ ТЭЦ с одновременным выбытием котельных

В соответствии с корректировкой Генеральной схемы газификации и газоснабжения Иркутской области на ее территории предусматривается формирование четырех центров газодобычи: Южного, Братского, Усть-Кутско-Киренского и Северного. На их базе возможно развитие газовой энергетики. Наличие природного газа на территории Усть-Кутского и Киренского районов Иркутской области делает возможным реализацию крупного энергетического проекта, снижающего риск развития энергодефицитной ситуации в Иркутской области. Этот проект направлен на строительство газовой электростанции в районе г. Усть-Кута.

В соответствии с прогнозом по вводу мощностей, представленном ранее в разделе 3, в Иркутской области планируется ввод новых мощностей на базе когенерационных источников энергии, в том числе в составе ПГУ-блоков. В таблице 56 приведены эти мероприятия.

В таблице 57 представлен перечень предусмотренных инвестпрограммами ОАО «Иркутскэнерго» мероприятий по реконструкции, модернизации, перемаркировке и демонтажу существующих когенерационных источников энергии в Иркутской области на период до 2020 г.

Таблица 56 – Ввод новых мощностей, в том числе с использованием ПГУ в Иркутской области на период до 2020 г.

№	Наименование объекта, место расположения	Компания	Оборудование	Вид топлива	Вводимая мощность	Срок ввода (дд.мм.гг.)	Обоснование ввода мощности
Электрические мощности, МВт							
1	Ленская ТЭС (Блок 1), г. Усть-Кут	ОАО «Иркутскэнерго»	Парогазовая установка*	Газ	230	01.01.2019	Снижение энергодефицита в северных районах Иркутской области с учетом роста нагрузок за счет ввода новых предприятий

2	Ново-Зиминская ТЭЦ, г. Саянск	ОАО «Иркутск энерго»	ТА К-160-130 ст. №4	Уголь	160	01.01.2020	Увеличение электрических нагрузок Иркутско-Черемховского энергоузла
Тепловые мощности, гкал/ч							
3	Блочно-модульная котельная УТС и ТИ ТЭЦ-6, г. Братск	ОАО «Иркутск энерго»	Газовые водогрейные котлы	Газ	21,5	01.11.2015	Увеличение тепловых нагрузок

Примечание: Все перечисленные проекты требуют создания необходимых условий для окупаемости, которые могут не состояться на горизонте СиПР

Таблица 57 – Мероприятия по реконструкции, модернизации, перемаркировке и демонтажу существующего теплофикационного оборудования источников энергии Иркутской области на период до 2020 г.

№	Наименование объекта	Компания	Оборудование	Вид топлива	Уст. мощность до мероприятия, МВт	Уст. мощность после мероприятия, МВт	Изменение уст. мощности, МВт	Срок выполнения мероприятия, дд.мм.гг.
1	Ново-Иркутская ТЭЦ	ОАО «Иркутск энерго»	Перевод ТА Т-175-130 ст. №3 в Т-195-130	Уголь	175	195	20	01.10.2020
2	Ново-Иркутская ТЭЦ	ОАО «Иркутск энерго»	Перевод ТА Т-175-130 ст. №4 в Т-195-130	Уголь	175	195	20	01.10.2020

Примечание: все перечисленные проекты требуют создания необходимых условий для окупаемости, которые могут не состояться на горизонте СиПР

В г. Усть-Кут в случае подачи газа в город возможна реализация четырех вариантов развития систем централизованного теплоснабжения:

- установка блочных модульных котельных в центральной части города и автономных газовых источников в районах неблагоустроенного сектора;
- использование блочных модульных котельных с дополнительным размещением Мини-ТЭЦ;
- строительство ТЭС на площадке в районе Панихи;
- строительство газовой ТЭС на площадке в районе ручья Утопленник.

Последний вариант был рекомендован Администрацией города в качестве основного. Планируется, что газовая ТЭС будет отапливать центральную и восточную часть города, позволив закрыть 12 неэффективных котельных, большая часть из которых – мазутные.

В 2014 году утверждена Схема теплоснабжения г. Усть-Кута, в которой отражены перспективные тепловые нагрузки города. Суммарная тепловая нагрузка на 2020 год составит 180 Гкал/ч. В настоящее время теплоснабжение осуществляется от 20 котельных.

В Схеме теплоснабжения г. Усть-Кута предусмотрены два основных варианта развития системы теплоснабжения города:

- 1) условно-оптимистический, с учетом строительства Ленской ТЭС и

газификации существующих котельных;

2) сдержанно-пессимистический, с учетом подачи газа в 2017 году, перевода части котельных на использование газа и возможностью модернизации существующих котельных на окраинах города, работающих на угле и щепе.

Организация теплоснабжения г. Усть-Кута от Ленской ТЭЦ и газовых котельных повысит эффективность Ленской ТЭЦ и позволит обеспечить качественное, экономичное и надежное теплоснабжение потребителей.

Предполагается, что реализация мероприятий по газификации Иркутской области позволит создать условия для газификации основных промышленно-административных центров Иркутской области (городов Иркутск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Черемхово), оптимизации структуры топливно-энергетического баланса, увеличению доли когенерационного производства энергии в регионе на базе эффективных и экологичных газовых и парогазовых технологий. При этом перевод на газ действующих ТЭЦ не предполагается по причинам экономической нецелесообразности.

4. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований иркутской области на 5-летний период

Общая характеристика тепловых сетей Иркутской области

В настоящее время в 10 городах области (Ангарск, Байкальск, Братск, Железногорск, Иркутск, Саянск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Черемхово, Шелехов) действуют теплофикационные системы с одной или несколькими ТЭЦ. Наиболее крупные из них, действуют в Иркутске, Ангарске, Братске, Усть-Илимске, Усолье-Сибирском и Саянске. Они имеют развитые тепловые сети с радиусами теплоснабжения (расстояние по трассе от источника до конечного потребителя) до 15 км и с диаметрами головных магистралей до 1200 мм. Протяженность тепловых сетей в одной системе измеряется сотнями километров.

В таблице 58 представлены данные по протяженности тепловых сетей Иркутской области с разбивкой по муниципальным образованиям, структуре диаметров, протяженности сетей, нуждающихся в замене и объемам их замены по состоянию на 01.01.2014 г. (по формам статотчетности 1-ТЕП¹).

Таблица 58 – Характеристика тепловых сетей Иркутской области по состоянию на 01.01.2014 г.

Муниципальное образование (район, город)	Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубно	в том числе диаметром:	Протяженность сетей, нуждающихся в замене	Удельный вес сетей, нуждающихся в замене в общем	Ветхие сети, км	Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении сетей, км
--	---	------------------------	---	--	-----------------	--

¹ За 2014 г. форма 1-ТЕП не предоставлена.

	м исчисления км	до 200 мм	От 200 мм до 400 мм	от 400 мм до 600 мм		протяжени и всех тепловых сетей. %		всего	до 200 мм
А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Иркутская область	3740,0	2545,7	665,8	313,4	1763,0	47,1	799,5	68,8	55,9
Иркутск	620,7	360,0	147,2	59,1	414,4	66,8	176,0	10,7	4,9
Ангарск	443,3	249,7	75,6	74,7	317,6	71,6	23,8	4,4	4,4
Бодайбо	99,3	75,6	18,2	5,5	32,0	32,2	32,0	2,5	2,5
Братск	440,0	280,9	69,1	56,2	256,4	58,3	47,8	4,1	4,1
Зима	69,7	47,6	22,1	-	23,9	34,3	17,4	1,6	1,6
Нижнеудинск	28,1	23,7	4,4	-	13,5	48,0	9,1	1,1	1,1
Алзамай	4,4	4,4	-	-	2,8	63,6	2,8	-	-
Саянск	135,0	44,0	28,9	39,1	1,0	0,7	1,0	1,0	1,0
Тайшет	29,2	15,2	9,0	2,6	12,7	43,5	11,6	0,5	0,5
Бирюсинск	34,4	25,5	8,9	-	5,9	17,2	1,9	0,1	0,1
Юрты	10,7	10,7	-	-	8,2	76,6	8,2	-	-
Тулун	74,3	61,6	10,7	2,0	24,5	33,0	24,4	2,0	2,0
Усолье-Сибирское	154,0	93,0	31,0	18,5	16,8	10,9	16,8	1,9	1,9
Усть-Илимск	176,4	82,7	47,0	12,8	95,8	54,3	3,8	2,1	2,1
Усть-Кут	118,8	93,1	20,8	4,9	26,3	22,1	24,4	2,1	2,1
Черемхово	66,0	45,5	14,0	2,4	2,8	4,2	2,8	2,4	2,4
Свирск	24,8	18,5	4,6	1,6	19,0	76,6	14,8	1,9	1,9
Шелехов	119,7	88,8	23,1	6,4	64,3	53,7	64,3	1,9	1,9
Ангарский	7,4	6,6	0,8	-	1,7	23,0	-	-	-
Балаганский	8,8	5,0	3,8	-	2,6	29,5	2,2	0,2	0,2
Бодайбинский	59,9	51,3	8,6	-	24,7	41,2	24,7	2,0	2,0
Братский	76,4	60,9	10,5	3,8	17,2	22,5	10,5	0,9	0,8
в том числе Вихоревка	36,1	22,0	10,3	3,8	3,8	10,5	1,2	0,5	0,5
Жигаловский	12,0	12,0	-	-	0,6	5,0	0,6	0,1	0,1
Заларинский	22,2	19,9	2,2	-	3,5	15,8	3,0	0,6	0,4
Зиминский	21,7	21,2	0,5	-	7,1	32,7	7,1	1,3	1,3
Иркутский	81,8	76,1	1,9	-	35,5	43,4	18,0	2,7	1,1
Казачинско-Ленский	72,0	72,0	-	-	9,2	12,8	-	0,9	0,9
Катангский	3,5	3,5	-	-	0,2	5,7	0,2	0,6	0,5
Качугский	16,6	16,6	-	-	5,2	31,3	3,1	0,4	0,2
Киренский	49,6	48,7	0,9	-	25,9	52,2	18,5	0,2	0,2
в том числе Киренск	28,9	28,0	0,9	-	19,8	68,5	14,9	-	-
Куйтунский	14,4	12,4	2,0	-	3,9	27,1	3,9	2,0	1,0
Мамско-Чуйский	82,7	81,7	1,0	-	58,2	70,4	58,2	2,8	2,8
Нижнеилимский	141,7	102,3	30,2	9,2	41,9	29,6	25,7	3,4	2,5
в том числе Железногорск	64,4	39,7	15,5	9,2	23,8	37,0	10,5	2,9	2,1
Нижнеудинский	23,6	23,6	-	-	11,9	50,4	11,9	-	-
Ольхонский	13,6	13,6	-	-	-	-	-	-	-
Слюдянский	94,9	71,0	20,2	3,6	46,4	48,9	19,9	1,5	0,5
в том числе Слюдянка	51,8	38,9	12,2	0,6	25,9	50,0	-	0,8	-
в том числе Байкальск	40,3	29,3	8,0	3,0	19,5	48,4	19,5	0,5	0,5
Тайшетский	26,8	26,0	0,8	-	10,8	40,3	9,9	-	-
Тулунский	10,2	8,4	0,8	1,0	1,2	11,8	1,2	1,0	0,6
Усольский	39,2	37,0	2,2	-	8,7	22,2	7,5	4,4	3,4
Усть-Илимский	65,2	42,8	17,5	4,9	49,3	75,6	38,6	1,2	1,2
Усть-Кутский	17,8	17,5	0,3	-	1,3	7,3	1,3	-	-
Усть-Удинский	9,6	9,6	-	-	6,7	69,8	-	0,7	0,7
Черемховский	30,3	21,4	2,9	4,0	19,5	64,4	19,5	0,2	0,2
Чунский	50,6	36,0	13,5	1,1	20,8	41,1	20,8	0,7	0,1
Шелеховский	2,8	2,8	-	-	0,7	25,0	0,5	0,1	0,1
Аларский	2,5	2,5	-	-	-	-	-	-	-
Баяндаевский	3,0	3,0	-	-	2,0	66,7	2,0	-	-

Муниципальное образование (район, город)	Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	в том числе диаметром:			Протяженность сетей, нуждающихся в замене	Удельный вес сетей, нуждающихся в замене в общем протяжении и всех тепловых сетей, %	Ветхие сети, км	Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении сетей, км	
		до 200 мм	От 200 мм до 400 мм	от 400 мм до 600 мм				всего	до 200 мм
Боханский	3,7	3,5	0,2	-	0,6	16,2	-	-	-
Нукутский	4,5	1,3	3,2	-	0,8	17,8	0,8	0,2	0,2
Осинский	1,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-
Эхирит-Булагатский	16,4	9,2	7,2	-	7,0	42,7	7,0	0,4	0,4

Общая протяженность тепловых сетей на 01.01.2014 г. по области составила 3740 км. Протяженность сетей по группам диаметров: 2546 км или 68% составляют сети диаметром до 200 мм, 666 км или 18% – диаметром от 200 до 400 мм, 313 км или 8% – диаметром от 400 до 600 мм. Теплопроводы диаметром более 600 мм составляют небольшую долю (6%) и сосредоточены в крупных городах, где расположены ТЭЦ (Иркутск, Ангарск, Братск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Шелехов, Черемхово).

Наиболее протяженные тепловые сети сосредоточены в Иркутске, где эксплуатируется около 621 км сетей (16%), в Ангарске – 443 км (12%), в Братске – 440 км (12%). Протяженность сетей, нуждающихся в замене, составляет 1763 км (47%), из которых около 45% (799 км) – ветхие. Наибольшее количество изношенных сетей эксплуатируется в городах Свирск и Ангарск (77% и 72% износа соответственно). Из муниципальных образований наибольший износ имеют сети в Усть-Илимском районе (76%). В 2013 г. в Иркутской области было заменено 68,8 км (1,8%) тепло- и паропроводов.

Почти половина тепловых сетей области (46%) принадлежит ОАО «Иркутскэнерго», эксплуатация которых осуществляется предприятиями управления тепловых сетей (УТС) на базе ТЭЦ в Иркутске, Ангарске, Братске, Усолье-Сибирском, Железногорске-Илимском, Зиме, Усть-Илимске, Черемхово. Эксплуатацией коммунальных теплоснабжающих систем занимаются муниципальные теплоэнергетические предприятия в крупных городах и муниципальные предприятия жилищно-коммунального хозяйства в других населенных пунктах области. Эти предприятия эксплуатируют более 1000 котельных и около 2000 км тепловых сетей.

К настоящему времени в теплосетевом хозяйстве Иркутской области сложилась ситуация, характерная для большинства систем теплоснабжения России. Наиболее широкое применение получили элеваторные схемы присоединения отопительной нагрузки, открытый водозабор, традиционная подземная прокладка в непроходных каналах теплопроводов с минераловатной изоляцией. Распределение теплоносителя между потребителями осуществляется с помощью дроссельных устройств, устанавливаемых на вводах в здания. Эти устаревшие технические решения

Тип прокладки трубопроводов	Всего протяженность, м	до 5 лет эксплуатации	от 6 до 10 лет эксплуатации	от 11 до 15 лет эксплуатации	от 16 до 20 лет эксплуатации	от 21 до 25 лет эксплуатации	свыше 25 лет эксплуатации	Объем перекадок 2014 г.
ИТОГО по ОАО «Иркутскэнерго»								
Всего	1 764 175	118 463	204 263	115 154	158 660	134 303	1 033 333	15 056
Надземная	305 551	22 699	49 316	15 385	14 756	19 080	184 316	2 113
Подземная	1 423 054	85 216	141 794	91 146	140 657	115 223	849 017	12 771
Бесканальная	35 570	10 548	13 152	8 623	3 247	0	0	172

При малых ежегодных объемах перекадок протяженность изношенных сетей будет постоянно увеличиваться и уже через 5 лет она может возрасти на 134 км (13%). Некоторое снижение аварийности связано с проведением адресных превентивных замен трубопроводов, основанных на данных диагностики.

В соответствии с распределением «возраста» тепловых сетей, приведенным в таблице 59, рассчитана прогнозная динамика перекадок тепловых сетей ОАО «Иркутскэнерго». Рассматривается 3 варианта планирования работ по реконструкции тепловых сетей:

- темп перекадок ОАО «Иркутскэнерго» в 2014 г. (15,06 км/год);
- темп перекадок, позволяющий предотвратить рост износа тепловых сетей (26,87 км/год);
- темп перекадок, позволяющий сократить износ сетей к 2020 г. на 50% (113 км/год).

Если перекадка теплопроводов не будет осуществляться, то к 2020 г. протяженность изношенных сетей, находящиеся на обслуживании ОАО «Иркутскэнерго», составит 1194,5 км, или 68%.

При темпе замены сетей на уровне 2014 г. (15,06 км/год) протяженность изношенных сетей увеличивается к 2020 г. до 1104 км (62,5%). Минимально необходимый темп перекадки соответствует 26,87 км/год, при этом износ тепловых сетей останется на достигнутом уровне. Достижение 50% восстановления износа в тепловых сетях к 2020 г. потребует проведения ежегодной замены 113 км трубопроводов.

В таблице 60 представлены основные проекты по вводу тепловых сетей ОАО «Иркутскэнерго» на перспективу до 2020 г. Всего за период 2015–2020 годы планируется построить 15,9 км тепловых сетей.

Таблица 60 – Мероприятия по вводу тепловых сетей ОАО «Иркутскэнерго»

№	Наименование объекта	Место размещения	Усл. диам етр. мм	Протяженность, м	Годы ввода					
					2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Тепломагистраль №4 «РК «Свердловская» -Правый	г. Иркутск	800	2370						

№	Наименование объекта	Место размещения	Усл. диам. стр. мм	Протяженн. ость. м	Годы ввода					
					2015	2016	2017	2018	2019	2020
	берег». Участок от ПНС «Лисиха» до ТК-23Д (со строительством НС на территории ЭК «Лисиха»)*		400	1113						
2	Тепловая магистраль от ТК-7Е по ул. Баррикад*	г. Иркутск, ул.Баррикад	600	4080						
			200	2800						
3	Тепловая сеть от магистрали по ул. Баррикад до ТК-23Д-25 со строительством НПС «Ядринцева»	г. Иркутск	400	2500						
4	Тепломагистраль №4 от НИ ТЭЦ до ТП-1	г.Иркутск, промпл. НИ ТЭЦ	1200	670						
5	Тепломагистраль №1 от ТЭЦ-9 до ТК-12 "Цветники"***	г. Ангарск	800	2200						
6	Тепловая сеть по ул. Радужная	г. Ангарск	400	300						
			300	230						
			200	170						
Всего ввод тепловых сетей, м				15903						

Примечания: *поэтапный ввод в эксплуатацию; **для передачи тепловой нагрузки в горячей воде с уч. №1 ТЭЦ-9 на ТЭЦ-9

На период реализации СиПР предусматривается подключение новых потребителей со строительством тепловых сетей от точек подключения до границ земельных участков в г. Иркутске, Ангарске и Братске. По предварительным оценкам суммарный объем ввода теплопроводов в этих городах области может составить около 9 км. Следует отметить, что сроки и объемы работ по строительству новых участков от существующих тепловых сетей централизованных систем теплоснабжения городов до абонентских пунктов заявителя могут корректироваться в зависимости от подаваемых заявок на подключение.

Глава 9. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования

При реализации плана газификации Иркутской области, предусматривающего поставку природного газа в крупные города Иркутской области, появляется возможность его использования для когенерационной выработки электрической и тепловой энергии. Это может быть как перевод существующих энергоисточников на газ, так и строительство новых.

В зоне южной газификации расположены 8 ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго» Ново-Иркутская ТЭЦ, ТЭЦ-1, ТЭЦ-5, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10, ТЭЦ-11, ТЭЦ-12, Ново-Зиминская ТЭЦ. Основным топливом этих станций является каменный

и бурый уголь разрезов Азейский, Мугунский, Черемховский, Головинский. В год потребление составляет более 7,5 млн. тонн натурального топлива. Стоимость угля с учётом доставки, благодаря эффективности угольных предприятий и открытого способа добычи, составляет 1,6-1,8 тыс. руб./т у.т. По оценке ОАО «Иркутскэнерго» при существующем уровне потребления топлива в регионе разведанных запасов угля по промышленным категориям может хватить на более чем 700 лет.

По данным ОАО «Иркутскэнерго» стоимость перевода ТЭЦ южных районов Иркутской области на газ, и расходы на консервацию разрезов по предварительным оценкам могут превысить 7,5 млрд. руб. С учетом текущей стоимости угля, необходимости компенсации инвестиционных затрат, принимая во внимание положительные факторы использования газа, экономически целесообразная цена газа по предварительным оценкам составляет не более 20\$/тыс.м³, что существенно ниже текущих ценовых ориентиров.

Одним из путей развития газовой теплоэнергетики является внедрение парогазового цикла на действующих ТЭЦ путем проведения комплексной модернизации, которая заключается в переводе котлов на сжигание природного газа и надстройкой энергоблоков газотурбинными установками. Объединение ГТУ с действующими ПТУ предполагает значительную реконструкцию котлоагрегатов для сжигания газа и утилизации выхлопных газов ГТУ, поэтому комплекс подобных мероприятий требует глубокого анализа и обоснованных технических проработок.

На основе укрупненной технико-экономической оценки, проведенной с использованием фактических показателей работы ТЭЦ Иркутской области, получены «зоны» эффективности существующих угольных ТЭЦ и создаваемых на их базе ПГУ-ТЭЦ. Их анализ показывает, что при существующих ценах на уголь и тарифах на электроэнергию перевод угольных электростанций на газ возможен при цене газа не выше 20\$/тыс. м³.

Капиталовложения на перевод котлов для сжигания природного газа приняты на уровне 2,5 млн.руб./(Гкал/ч)². Капиталовложения в надстройку ГТУ по различным оценкам составляют от 750 до 850 тыс. долл./МВт. При более высокой стоимости газа модернизация существующих станций с внедрением парогазового цикла нецелесообразна.

Однако, необходимо иметь в виду, что при анализе не учтены текущие резервы угольной генерации по выработке и возможные мероприятия по повышению этих резервов, потери прибыли угольных разрезов.

Важно отметить, что перевод угольных ТЭЦ на газ имеет отрицательные социально-экономические последствия, включая:

- закрытие прибыльных Азейского, Мугунского, Черемховского, Головинского разрезов;
- полная потеря угольной отрасли региона (из крупных разрезов

² Рассчитано в соответствии с показателями реализованного проекта-аналога по переводу с угля на газ котлоагрегатов Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 с учетом индексации цен

газ	4,9	12,3	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
дрова и прочее	5,2	4,8	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Блок-станции	1443,6	1505,7	1511,2	1462,5	1462,5	1462,5	1462,5
уголь	51,2	51,3	54,7	0,0	0,0	0,0	0,0
мазут	8,7	7,5	7,8	6,1	6,1	6,1	6,1
газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
дрова и прочее	1383,7	1446,9	1448,7	1456,4	1456,4	1456,4	1456,4
Котельные МО	2150,8	2161,6	2172,4	2218,8	2229,7	2240,7	2251,7
уголь	1020,6	1025,7	1030,8	1070,2	1075,4	1080,6	1085,8
мазут	234,5	235,7	236,9	239,0	240,2	241,4	242,6
газ	162,3	163,1	163,9	164,7	165,6	166,4	167,2
дрова и прочее	733,4	737,1	740,8	744,8	748,5	752,3	756,0
Итого	9461,7	9639,0	9759,7	9794,0	9856,9	9914,2	9953,1
уголь	6918,6	7020,9	7126,5	7147,7	7204,8	7256,2	7289,3
мазут	253,7	253,8	255,4	255,9	257,2	258,5	259,8
газ	167,2	175,4	183,7	184,5	185,4	186,2	187,0
дрова и прочее	2122,4	2188,9	2194,0	2205,8	2209,5	2213,2	2217,0

Суммарный расход топлива по Иркутской области к 2020 г. увеличится по сравнению с уровнем 2014 г. на 5,2% и составит 9,95 млн. т у.т., а расход топлива на энергопотребление (станциями и котельными генерирующих компаний) к 2020 г. увеличится относительно 2014 г. на 6,3% и составит 6,24 млн. т у.т. Потребление угля вырастет на 5,4% – до 7,29 млн. т у.т., потребление мазута и газа на 6,2% – до 447 тыс. т у.т., прочих видов топлива увеличится на 4,5% – до 2,22 млн. т у.т. Структура топливного баланса для действующих станций и котельных генерирующих компаний (ОАО «Иркутскэнерго») значительно не изменится: подавляющая часть потребления (до 99%) принадлежит углю. В структуре топливопотребления блок-станциями к 2017 г. исключается угольная составляющая, что связано с выводом из эксплуатации ТЭЦ в г. Байкальске.

Глава 11. Инвестиции в развитие электроэнергетического комплекса Иркутской области

Требуемый объем инвестиций рассчитывался в соответствии с предложенными мероприятиями по реконструкции и развитию генерирующей мощности электростанций и электросетевой части энергосистемы.

1. Инвестиции в развитие генерации Иркутской области

Планируемые инвестиции в генерацию предполагается направить на модернизацию Иркутской и Усть-Илимской ГЭС (см. таблицу 42) с увеличением электрической мощности на 148,8 МВт. Их суммарный объем по предварительным оценкам составит 4195 млн. руб., в том числе, по Иркутской ГЭС – 3415 млн. руб., по Усть-Илимской ГЭС – 780 млн. руб. Их распределение по годам приведено в таблице 62.

Таблица 62 – Инвестиции в модернизацию электростанций

Наименование объекта	Инвестиции, млн. руб.					
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Итого
Иркутская ГЭС	853,7	853,7	853,7	853,7	-	3414,8
Усть-Илимская ГЭС	195,1	195,1	195,1	195,1	-	780,4
ВСЕГО	1048,8	1048,8	1048,8	1048,8	-	4195,2

Дополнительные мероприятия по вводу, модернизации и демонтажу генерирующих мощностей в Иркутской области на период до 2020 г. (см. таблицу 43) при условии их необходимости могут быть направлены на модернизацию Ново-Иркутской ТЭЦ с целью увеличения электрической мощности двух турбоагрегатов на 40 МВт, ввод нового турбоагрегата мощностью 160 МВт на Ново-Зиминской ТЭЦ и на строительство первой очереди Ленской газовой ТЭС в Усть-Куте мощностью 230 МВт (см. таблицу 44). Общий объем инвестиций на эти мероприятия составит 24780,5 млн. руб., из них на модернизацию Ново-Иркутской ТЭЦ – 268,3 млн. руб. на ввод нового блока на Ново-Зиминской ТЭЦ – 1585,4 млн. руб. и на сооружение первой очереди Ленской ТЭС – 22926,8 млн. руб. Все инвестиции предполагается освоить до 2020 г. при условии подготовленности электрических нагрузок потребителей и создании электросетевой инфраструктуры.

2. Инвестиции в электросетевое строительство Иркутской области

Инвестиции в электросетевое строительство связаны с новым строительством и реконструкцией линий электропередачи и электрических подстанций напряжением 35/110/220/500 кВ на период 2016 – 2020 гг. Их общий объем составляет около 94320 млн. руб., из них ЛЭП – 81400 млн. руб., подстанции – 12920 млн. руб. Они рассчитаны на основании утвержденных инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, сведений от электросетевых компаний и рекомендаций по вводам электросетевых объектов, сделанных на основании анализа расчетов электрических режимов.

Распределение инвестиций по компаниям, являющимся собственниками сетей приведено в таблице 63.

Таблица 63 – Инвестиции в развитие электрических сетей и подстанций за период 2016 – 2020 годы

Электрические сети	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн.	млн. руб.

					руб.	
Итого, в том числе:	13040,59	20645,11	25371,01	26945,91	8309,71	94312,32
Новое строительство	9845,13	18105,38	22174,97	23997,37	6928,96	81052,81
Реконструкция	3195,46	2539,73	3196,04	2948,54	1380,75	13260,51
ОАО «ФСК ЕЭС»						
Новое строительство	4600,00	4821,03	14859,17	16234,23	5826,15	46340,58
Инвестор						
Новое строительство	1347,21	5707,00	2579,00	6947,00	–	16580,21
ОАО «ИЭСК»						
Новое строительство	2883,72	6266,17	4367,96	646,64	363,14	14527,63
Реконструкция	1896,73	1827,17	2864,04	2146,54	1090,94	9825,41
ЗАО «Витимэнерго»						
Новое строительство			12,50		–	12,50
Реконструкция	1250,73	168,19	–	–	–	1418,92
ЗАО «СЭМЗ»						
Новое строительство	847,00	–	–	–	–	847,00
ОГУЭП Облкоммунэнерго						
Новое строительство	167,20	1311,18	356,34	169,50	739,67	2743,89
Реконструкция	48,00	544,37	332,00	802,00	289,81	2016,18

3. Суммарные инвестиции в развитие электроэнергетики Иркутской области

Суммарные затраты на реализацию всех мероприятий по развитию электроэнергетики Иркутской области за период 2016–2020 годы составят 98 506 млн. руб., а с учетом дополнительных вводов генерирующего оборудования (в основном за счет 1 блока Ленской ТЭС) – 123 286 млн. руб.

В таблице 64 представлены суммарные инвестиции в развитие электроэнергетики Иркутской области.

Таблица 64 – Суммарные инвестиции в развитие электроэнергетики
Иркутской области, млн. руб.

№	Мероприятие	Годы					Всего за 2016–2020 годы
		2016	2017	2018	2019	2020	
1	Развитие генерации (основные мероприятия в соответствии с прогнозом системного оператора)	1243	1049	1049	854		4195
2	Дополнительные мероприятия по развитию генерации				22927	1854	24781

3	Развитие электрических сетей 500 – 220 кВ	11832	17134	21996	24172	6592	81726
4	Развитие электрических сетей 110 – 35 кВ	1208	3507	3375	2778	1718	12586
5	ИТОГО (п.1 + п.3 + п.4)	14283	21690	26420	27804	8310	98507
6	ИТОГО с учетом дополнительных мероприятий по развитию генерации	14283	21690	26420	50731	10164	123288

Примечание: Затраты приведены с учетом НДС

РАЗДЕЛ 4. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Иркутская энергосистема входит в состав объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) Сибири, обеспечивая централизованное электроснабжение основных потребителей области. Электроснабжение отдаленных изолированных потребителей осуществляется от децентрализованных энергосистем на базе дизельных электростанций.

Электроэнергетическая система области имеет развитую инфраструктуру, обеспечивающую электроснабжение собственных потребителей. По электрическим сетям она связана с соседними регионами – Красноярским краем, Республикой Бурятия. Вместе с тем централизованное электроснабжение наиболее развито в южной части области. Северные территории обладают менее развитой электрической сетью и представляют перспективный рынок для централизованного электроснабжения.

Производство электроэнергии в области осуществляется на 15 ТЭС (4207,7 МВт) и 4 ГЭС (9088,4 МВт). Из них 12 ТЭС входят в состав ОАО «Иркутскэнерго»; одна ТЭЦ находится в г. Байкальске и принадлежит ООО «Теплоснабжение» (бывшая ТЭЦ Байкальского целлюлозно-бумажного комбината); две ТЭЦ входят в состав ОАО «Группа ИЛИМ» – в г. Усть-Илимске и г. Братске. Две блок-станции – ТЭЦ ООО «ТрансТехРесурс» в г. Бирюсинске (бывшая ТЭЦ Гидролизного завода) и Мамаканская ТЭС – выведены из эксплуатации. Из четырех ГЭС три крупнейшие – Братская (4500 МВт), Усть-Илимская (3840 МВт) и Иркутская (662,4 МВт) принадлежат ОАО «Иркутскэнерго». Мамаканская ГЭС мощностью 86 МВт, расположенная в п. Мамакан Бодайбинского района, работает в составе ЗАО «Витимэнерго». В 2014 году электростанциями Иркутской энергосистемы было выработано 55,07 млрд. кВтч электроэнергии, в том числе:

- ГЭС – 43,6 млрд. кВтч (79%);
- ТЭС – 11,47 млрд. кВтч (21%), в том числе блок-станции – 0,8 млрд. кВтч.

В настоящее время энергосистема Иркутской области является избыточной по мощности в размере 2490 МВт. Вместе с тем в ряде районов области отмечается дефицит электрической мощности и подачи электроэнергии.

Характерной особенностью энергосистемы является преобладающая доля выработки электроэнергии на ГЭС (более 79%) и, соответственно, большая зависимость выработки электроэнергии от режима водности водохранилищ, что требует содержания значительного резерва на тепловых электростанциях.

Энергосистема Иркутской области имеет развитую электросетевую инфраструктуру, обеспечивающую передачу мощности до потребителей от распределенных по территории источников энергии. В электроэнергетический комплекс Иркутской области входят также 23 линии электропередачи класса напряжения 500 кВ, две из которых временно работают на напряжении 220 кВ, 64 линии электропередачи класса напряжения 220 кВ, 202 линии электропередачи класса напряжения 110 кВ, 258 трансформаторных подстанций (из них 162 ПС принадлежат ОАО «ИЭСК») и распределительных устройств электростанций напряжением 500, 220, 110 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 34898,9 МВА.

Недостаточное развитие электросетевого комплекса не позволяет выдать установленную мощность электростанций (Усть-Илимской ГЭС – 600 МВт) и обеспечить переток в другие энергосистемы. В ряде районов области из-за недостаточной пропускной способности электросетей существуют ограничения на технологическое присоединение к энергосистеме (районы Иркутский, Черемховский, Тулунский, Нижнеудинский, Братский, районы от Усть-Ордынского до Жигаловского и др.).

Сложная проблема с электроснабжением, ограничивающая развитие золоторудных месторождений, сложилась в Бодайбинском районе.

Централизованными электрическими сетями не охвачены ряд отдаленных районов (Ербогаченский, Киренский, Нижнеудинский, Бодайбинский и др.), которые вынуждены обеспечиваться дорогой электроэнергией, производимой дизельными электрогенераторами.

Иркутская энергосистема включает две генерирующие компании, 4 действующие электростанции различных ведомств, более 45 электросетевых компаний и 4 основные энергосбытовые компании. Генерирующие компании представляют: ОАО «Иркутскэнерго»; ЗАО «Витимэнерго»; прочие электростанции (блок-станции), включая, ТЭЦ филиала ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Братске, ТЭЦ филиала ОАО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске, ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» (г. Байкальск), ТЭЦ ООО «ТрансТехРесурс», (г. Бирюсинск, выведена из эксплуатации), Мамаканская ТЭС (выведена из эксплуатации).

Наиболее крупные электросетевые организации представлены следующими компаниями: ОАО «Иркутская электросетевая компания»; ОГУЭП «Облкоммунэнерго», ЗАО «Братская электросетевая компания», ЗАО «Витимэнерго».

Среди энергосбытовых компаний наиболее крупными являются ООО «Иркутская энергосбытовая компания», ЗАО «Витимэнерго», ЗАО «Братские электрические сети», ГУЭП «Облкоммунэнерго-Сбыт».

В электроэнергетическом комплексе Иркутской области работает большое количество электросетевых организаций, что требует проведения оптимизации их организационной структуры.

В общем объеме потребления электроэнергии Иркутской области доля промышленности составляет 62,5%, в том числе, на долю цветной металлургии приходится 45,2%, на химическую и нефтехимическую – 6%, на лесную, деревообрабатывающую и целлюлозно-бумажную – 4,2%. На транспорт и связь приходится 7,3% электропотребления, на коммунально-бытовой сектор – 11,9%. Наиболее электроемким производством в Иркутской области является цветная металлургия (производство алюминия).

Практически все крупные промышленные потребители, кроме ОАО «Братский завод ферросплавов», ОАО «Саянскхимпласт», Филиал ОАО «РЖД» Восточно-Сибирская железная дорога» снизили свое потребление электроэнергии.

Начиная с 2012 г. максимум электрических нагрузок и потребление электроэнергии в области снижаются, прежде всего, в промышленности, электропотребление населением и в сфере услуг растет. Сведены к нулю перетоки электроэнергии в соседние регионы. Фактически Иркутская энергосистема превратилась в транзит по передаче электроэнергии с запада (Красноярской системы) на восток (Бурятскую энергосистему).

Производство электроэнергии на душу населения снизилось в 2014 г. по сравнению с 2015 г. с 25,7 тыс. кВтч /чел. до 22,8 7 тыс. кВтч /чел. соответственно.

Потребление электроэнергии за этот же период сократилось с 22,4 тыс. кВтч /чел. до 21,8 тыс. кВтч /чел.

Производство тепловой энергии сократилось с 19,1 Гкал/чел. до 16,6 Гкал/чел., а потребление тепловой энергии упало с 16 Гкал/чел. до 14,5 Гкал/чел.

Это наблюдается даже при небольшом снижении численности населения (2428 и 2418 млн. чел. соответственно).

В последние годы наблюдается тенденция снижения как энергоемкости, так и электроемкости валового регионального продукта (ВРП). Так, в 2014 году энергоемкость ВРП составила 28,1 кг у.т./тыс. руб., тогда как в 2010 году эта величина была равна 46,7 кг у.т./тыс. руб., т. е. за рассматриваемый период энергоемкость ВРП снизилась на 39,8 %. За этот же период электроемкость ВРП снизилась на 36,2%. Это во многом связано с проводимой модернизацией производства на многих предприятиях области.

Удельный расход топлива на производство электрической энергии на тепловых электростанциях возрос с 329,26 до 336,9 г у.т./кВтч в связи ростом ее выработки в неэффективном конденсационном режиме.

Средний удельный расход топлива на производство тепловой энергии на ТЭЦ несколько снизился, с 141,7 до 140,6 кг у.т./Гкал.

Удельный расход топлива на производство тепловой энергии в котельных значительно возрос с 329,26 до 336,9 кг у.т./Гкал.

Состояние электрических сетей Иркутской области характеризуется

достаточно высокой степенью износа. По электрическим сетям напряжением 110 – 220 кВ он достигает более 65%, по трансформаторам – более 50%.

По степени износа генераторов энергосистемы за пределами нормативных сроков службы эксплуатируется 85% турбогенераторов и 62% гидрогенераторов ОАО «Иркутскэнерго». В объеме 100% истек нормативный срок службы генераторов Мамаканской ГЭС г. Бодайбо.

При наличии генерирующей мощности ограничения на технологическое присоединение возникают, прежде всего, из-за физического износа электросетевого оборудования и исчерпания пропускной способности. Так, в зоне обслуживания электрических сетей ОАО «ИЭСК» из 165 подстанций напряжением 110–220 кВ 44 (27%) имеют ограничения на технологическое присоединение дополнительной мощности.

К регионам с высокими рисками нарушения электроснабжения с 2011 года отнесен Бодайбинский район Иркутской области. Вследствие исчерпания пропускной способности ВЛ 110 кВ и 220 кВ в сечении Таксимо – Мамакан в зоне обслуживания ЗАО «Витимэнерго» отсутствует возможность технологического присоединения новых и увеличения мощности существующих потребителей. Для покрытия энергодефицита в Бодайбинском и Мамско-Чуйском районах необходимо выполнение работ не только по сетям на территории района (ЗАО «Витимэнерго»), но и за пределами Бодайбинского района.

Развитие электроэнергетики и энергетического комплекса Иркутской области в целом должно быть направлено на устранение энергодефицитных территорий с большим потенциалом промышленного развития, снятие угроз роста социальных рисков в связи с наличием энергодефицитных территорий с низким уровнем платежеспособного спроса и использование имеющегося потенциала местной сырьевой базы.

Так же, основные направления развития электросетевого комплекса Иркутской области включают мероприятия, которые должны способствовать созданию условий для технологического подключения новых потребителей, устранению «узких мест» в электрической сети, повышению надежности и эффективности электроснабжения потребителей.

Мероприятия по технологическому подключению новых потребителей предусматривают обеспечение возможности технологического присоединения перспективных потребителей: Тайшетского алюминиевого завода (ТАЗ); Сталеплавильного завода в г. Братске; ООО «Транснефть-Восток» (ВСТО); Слюдянского района Иркутской области; Тункинского и Окинских районов республики Бурятия; Особой экономической зоны туристско-рекреационного типа «Ворота Байкала» в Иркутской области; Зашихинского ГОКа; БАМа и Восточного полигона ОАО «РЖД».

Мероприятия по устранению «узких» мест включают увеличение пропускной способности: ВЛ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут; Усть-Кут – Нижнеангарск транзита вдоль БАМа от Усть-Илимской (Братской ГЭС) до Таксимо; ВЛ Таксимо-Мамакан и электрических сетей Бодайбинского района.

Для устранения проблем энергоснабжения Бодайбинского района предполагается строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово – Сухой Лог – Мамакан с подачей электроэнергии из Республики Саха (Якутия).

Мероприятия по корректировке «Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.» предусматривают реконструкцию семи электрических подстанций с установкой новых или замены существующих трансформаторов, строительство двух тяговых подстанций и перевод ВЛ Таксимо-Мамакан на 220 кВ с отпайками.

Развитие электрической сети предусматривает строительство транзита 220 кВ Усть-Кут – Бобровка – Тира – Надеждинская – Рассоха – Пеледуй. Вместе с ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Корыто – Сухой Лог – Мамакан эта линия позволит обеспечить связь Иркутской и Якутской энергосистем и создать кольцо вокруг Бодайбинского района. Это повысит обеспеченность и надежность централизованным электроснабжением потребителей северных территорий Иркутской области.

Обеспечение надежности электроснабжения связано с мероприятиями по усилению сети, питающей Иркутско-Черемховский энергорайон, выдачи мощности Ново-Зиминской ТЭЦ; Ново-Иркутской ТЭЦ; Иркутской ГЭС; Усть-Илимской ГЭС. Кроме того, предусматриваются средства по компенсации реактивной мощности (СКРМ) на семи подстанциях различного напряжения.

Содержащиеся в СиПР предложения и рекомендации обеспечивают сбалансированное развитие электроэнергетики Иркутской области и способствуют росту ее экономического и социального уровня.

Экономическая эффективность предлагаемых в СиПР решений обоснована оптимизацией режимов работы ЭС, применении новых технологий и оборудования.

Рекомендованные в СиПР предложения учитывают скоординированность СиПР и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и обеспечивают скоординированное развитие генерирующих мощностей, магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры, публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 №283 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (далее – ПП РФ №283) СиПР используется в качестве:

- основы для разработки схем выдачи мощности электростанций Иркутской области;
- основы для формирования предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности);
- основы для разработки инвестиционных программ региональных электросетевых компаний.