

Копия



УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

17 октября 2016 года

№ 257-уг

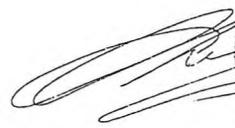
Иркутск

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2017-2021 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 2017-2021 годы (прилагается).
2. Признать утратившим силу указ Губернатора Иркутской области от 23 июля 2015 года № 179-уг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2016-2020 годы».
3. Настоящий указ подлежит официальному опубликованию на «Официальном интернет-портале правовой информации (www.pravo.gov.ru)».
4. Настоящий указ вступает в силу с 1 января 2017 года.

  Левченко

УТВЕРЖДЕНО

указом Губернатора Иркутской области
от 17 октября 2016 года 257-уг

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2017-2021 ГОДЫ

РАЗДЕЛ I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Глава I. Общая характеристика Иркутской области

Иркутская область как субъект Российской Федерации (РФ) входит в состав Сибирского Федерального округа (СФО) и расположена в центре Азиатского материка на юге Восточной Сибири, в бассейнах верхнего течения рек Ангары, Лены и Нижней Тунгуски. Площадь территории Иркутской области — 774,8 тыс. км², что составляет 4,52 % площади Российской Федерации (на 1 января 2015 года). По площади область занимает 2-е место среди регионов Сибири и 5-е место в России.

Протяженность области с запада на восток — 1 500 км, с юга на север — 1 400 км. Крайняя северная точка находится на широте 64°9' с. ш., южная — 51°8' с. ш., западная — 95°37' в. д., восточная — 119°10' в. д. Территория области значительно удалена от всех морей и океанов. Приблизительные расстояния по воздушной линии от Иркутска до Балтийского моря 4,5 тыс. км, до Ледовитого океана — 3 тыс. км, до Японского моря — 2,5 тыс. км, до Индийского океана — 3,5 тыс. км.

Область расположена примерно на середине железнодорожного пути от Москвы до Владивостока, значительно удалена от основных промышленных центров страны и от морских путей. Через область проходят важные железнодорожные, водные и воздушные пути, обеспечивающие связи Восточной Сибири и Дальнего Востока с другими экономическими районами России и странами Азиатско-Тихоокеанского региона.

Находясь в центре Азиатского материка, область занимает выгодное географическое положение. На юге, юго-востоке и востоке она граничит с Республикой Бурятия, Забайкальским краем, на севере и северо-востоке — с Республикой Саха (Якутия), на северо-западе и западе — с Красноярским краем, на юго-западе — с Республикой Тыва. В пределах области расположена часть акватории оз. Байкал с островом Ольхон. Протяженность границ составляет 7 240 км, из них сухопутная — 6 720, водная — 520 км.

~~Удобное географическое положение на путях в Монголию и Китай, в~~
бассейн Амура и к берегам Тихого океана, а также через бассейн Лены в Якутию и на северо-восток Сибири, сыгравшее в прошлом положительную роль в росте Иркутска как крупного экономического, политического и

культурного центра Сибири, имеет и теперь важное значение для устойчивого развития области.

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 2 500 км.

Вдоль Транссиба проходит автодорога федерального значения и нефтепровод из Западной Сибири в г. Ангарске. 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.

Административным центром Иркутской области является г. Иркутск.

На современной карте Иркутской области — 467 муниципальных образований, из них: 32 муниципальных района, 10 городских округов, 63 городских поселения, 363 сельских поселения. На территории Иркутской области находятся 1 562 населенных пункта, из которых 22 города. Наиболее крупные города: Иркутск, Ангарск, Братск.

Численность постоянного населения Иркутской области на 01 января 2016 года составила 2 412 800 чел., или 12,49 % от численности населения Сибирского федерального округа (СФО), в том числе:

- городского населения — 1 905 217 человека;
- сельского населения — 507 583 человек.

Таким образом, на 01 января 2016 года удельный вес городского населения составил 78,96 %, а плотность населения — 3,11 чел./км².

Динамика численности населения (по данным Иркутскстата) за период до 2016 годы представлена в таблице 1.

Таблица 1. Динамика численности постоянного населения Иркутской области на начало года

Год	Численность постоянного населения, чел.		
	всего	в том числе:	
		городское	сельское
1995	2 748 073	2 180 638	567 435
2000	2 644 022	2 105 627	538 395
2005	2 524 080	2 001 976	522 104
2006	2 492 143	1 977 368	514 775
2007	2 467 383	1 959 382	508 001
2008	2 455 410	1 949 006	506 404
2009	2 448 287	1 943 991	504 296
2010	2 440 391	1 937 638	502 753
2011	2 427 954	1 932 306	495 648
2012	2 424 355	1 929 039	495 316

Год	Численность постоянного населения, чел.		
	2013	2 422 026	1 925 617
2014	2 418 348	1 919 317	499 031
2015	2 414 913	1 906 452	508 461
2016	2 412 800	1 905 217	507 583

Из таблицы 1 видно, что численность населения постоянно снижается. За период наблюдений с 1995 по 2016 год численность населения уменьшилась на 12,21 %, или 335 273 человек.

Прогноз численности постоянного населения на период до 2021 года (в соответствии со Стратегией Иркутской области до 2030 года) приведен в таблице 2.

Таблица 2. Прогноз численности населения на начало года

Год	Численность постоянного населения, чел.									
	всего			в том числе:						
	всего	в т. ч.:		всего	городское			сельское		
		Муж.	Жен.		Муж.	Жен.	всего	в т. ч.:		
				Муж.	Жен.		Муж.	Жен.		
2017	2409595	1114629	1294966	1904060	866604	1037456	505535	248025	257510	
2018	2408137	1114452	1293685	1904092	866706	1037386	504045	247745	256299	
2019	2406680	1114387	1292293	1904105	866920	1037185	502575	247467	255108	
2020	2405243	1114341	1290901	1904145	867200	1036945	501098	247141	253956	
2021	2404009	1114441	1289568	1904333	867623	1036710	499675	246818	252858	

Из таблицы 2 видно, что численность населения Иркутской области будет снижаться – к 2021 году на 0,2% по сравнению с 2017 годом. Кроме, того из таблицы 2 видно, что количество женщин в суммарном объеме населения превышает количество мужчин, данное распределение сохранится на протяжении всего рассматриваемого периода.

В таблице 3 представлен перечень наиболее крупных населенных пунктов Иркутской области (по данным Иркутскстата) с указанием численности постоянного населения на 01 января 2016 года.

Таблица 3. Перечень наиболее крупных населенных пунктов Иркутской области с указанием численности постоянного населения на 1 января 2016 года

Населенный пункт	Численность населения, чел.	Населенный пункт	Численность населения, чел.
г. Иркутск	623 424	г. Тайшет	33 587
г. Братск	234 147	г. Зима	31 283
г. Ангарск	226 776	г. Железногорск-Илимский	23 979
г. Усть-Илимск	82 820	г. Вихоревка	21 459
г. Усолье-Сибирское	78 569	г. Слодянка	18 302
г. Черемхово	51 338	г. Бодайбо	13 419
г. Шелехов	47 378	г. Свирск	13 127
г. Усть-Кут	42 498	г. Байкальск	12 901
г. Тулун	41 987	г. Киренск	11 436

Населенный пункт	Численность населения, чел.	Населенный пункт	Численность населения, чел.
г. Саянск	38 957	г. Бирюсинск	8 484
г. Нижнеудинск	34 049	г. Алзамай	6 136

Наиболее экономически развитые районы Иркутской области 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 более 50 % 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. Сельское хозяйство и сфера обслуживания развиты слабо.

Промышленность области сконцентрирована в Иркутске и ряде районных центров. Наиболее крупными потребителями электроэнергии являются: Братский алюминиевый завод, АО «Ангарская нефтехимическая компания», Иркутский авиационный завод, Иркутский алюминиевый завод, филиалы ОАО «Группа «Илим» в г. Братске и г. Усть-Илимске, АО «Саянскимпласт» (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.

Динамика производства валового регионального продукта (ВРП) Иркутской области (по данным Иркутскстата) представлена в таблице 4.

Таблица 4. Динамика производства валового регионального продукта Иркутской области

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015 (оценка)
ВРП в основных ценах, млн руб.	634 561,4	737 971,6	805 197,5	907 400,8	1 028 358,6
Индекс физического объема ВРП, в % к предыдущему году	104,5	109,4	102	104,8	100,7
ВРП на душу населения, руб./чел.	261 550,4	304 545,5	332 700,5	375 481,9	426 033,0

Из таблицы 4 видно, что объем валового регионального продукта растет, что совместно со снижением численности населения сказывается на объеме ВРП на душу населения. Рост валового регионального продукта на душу населения за период с 2011 по 2015 годы составил 62,89 %.

Структура валового регионального продукта Иркутской области по видам экономической деятельности представлена в таблице 5 и на рисунке 1.

Таблица 5. Структура валового регионального продукта Иркутской области по видам экономической деятельности

Вид экономической деятельности	Единица измерения	Значение по годам				
		2011	2012	2013	2014	2015 (оценка)
Валовой региональный продукт в основных ценах	млн руб.	634 561,4	737 971,6	805 197,5	907 400,8	1 028 358,6
	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	%	5,9	5,6	5,6	5,8	5,4
Рыболовство, рыбоводство	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча полезных ископаемых	%	13,0	15,7	18,0	19,8	22,7
Обрабатывающие производства	%	14,8	13,4	13,7	12,8	13,2
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	%	7,5	6,6	6,0	5,6	5,5
Строительство	%	6,3	6,7	6,5	6,8	5,1
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования	%	11,1	10,6	9,9	9,6	9,2
Гостиницы и рестораны	%	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Транспорт и связь	%	18,3	17,2	14,7	15,8	15,6
Финансовая деятельность	%	0,3	0,4	0,3	0,2	0,2
Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг	%	6,7	6,8	7,3	6,5	6,4
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное страхование	%	6,3	7,0	7,1	6,5	6,3
Образование	%	3,7	3,9	4,2	4,0	4,0

Вид экономической	Един	Значение по годам				
		2008	2009	2010	2011	2012
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	%	4,2	4,5	4,7	4,7	4,5
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	%	1,1	1,0	1,3	1,1	1,2

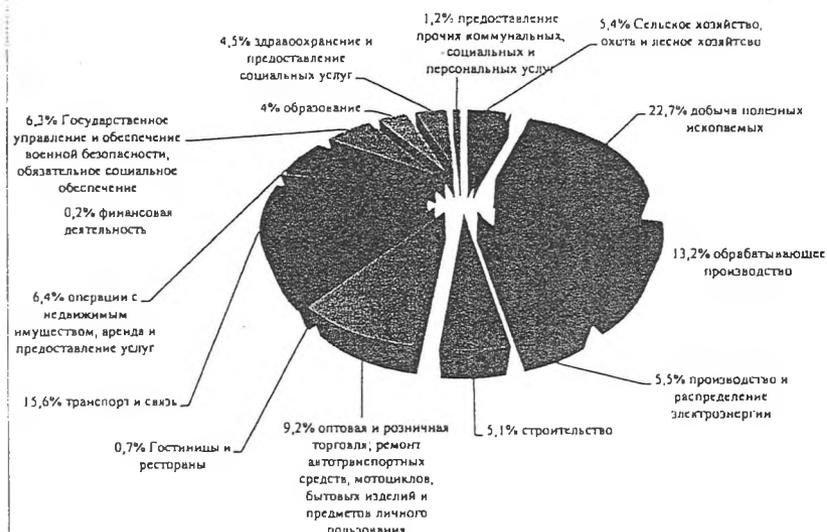


Рисунок 1. Структура ВРП Иркутской области

Динамика индексов производства Иркутской области по видам экономической деятельности (по данным Иркутскстата) представлена в таблице 6.

Таблица 6. Индексы производства по видам экономической деятельности в Иркутской области, в % к предыдущему году

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Индекс промышленного производства	111,4	112,9	102,5	104,4	105,8
Добыча полезных ископаемых, в том числе:	152,6	133,2	109,7	110,9	113,6
добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	185,9	149,4	114,5	115,6	118,8
добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	116,5	105,3	98	97,1	95,8
Обрабатывающие производства, в том числе:	99,6	101	102,8	102,5	101,6
производство пищевых продуктов, включая напитки	103,2	108,1	96,7	98,9	98,7
текстильное и швейное производство	107,8	115,9	115,2	90,4	51,7
производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	38,7	104,8	88,5	92,8	78,6
обработка древесины и производство изделий из дерева	111,2	111,9	118,7	97,6	95,6
целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	105,4	100,6	92,5	111,4	107,3
производство кокса, нефтепродуктов и других материалов	101,9	102,9	103	98,2	91,2
химическое производство	99,7	101,5	101	106,3	91,9
производство резиновых и пластмассовых изделий	106,8	125,9	128,5	96,5	97,0
производство прочих неметаллических минеральных продуктов	116,9	103,1	104	106,6	85,1
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	108,5	106,8	100,6	102,8	114,6
производство машин и оборудования	82,7	126,2	106,9	129,9	39,1
производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	145,1	117,6	111,7	83,3	90,4
производство транспортных средств и оборудования	77,8	76,9	104	101,4	120,3
прочие производства	116,1	92,4	112,7	118	210
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	98,9	111,2	87,5	93,3	95,5

Анализ таблицы 6 позволяет сделать выводы, что максимальные темпы роста показывают:

металлургическое производство и производство готовых металлических изделий — 14,6 % за 2015 год;

производство транспортных средств и оборудования 20,3 % за 2015 год;

Анализ изменения индексов производства показывает, что производство машин и оборудования, несмотря на рост индекса в 2014 году, показывает наибольшую отрицательную динамику за отчетный период. В то же время общий индекс обрабатывающих производств демонстрирует положительную динамику изменения индексов производства.

Глава 2. Характеристика энергосистемы Иркутской области, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей в регионе, а также станциям промышленных предприятий

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 (4 160,7 МВт) и четырех ГЭС (9 088,4 МВт). Из них 12 ТЭС входят в состав ПАО «Иркутскэнерго», одна ТЭС принадлежит ООО «Теплоснабжение» (г. Байкальск, бывшая ТЭЦ Байкальского целлюлозно-бумажного комбината), две ТЭС входят в состав филиалов ОАО «Группа «Илим» в г. Братске и г. Усть-Илимске.

Из четырех ГЭС три крупнейшие — Братская (4 500 МВт), Усть-Илимская (3 840 МВт) и Иркутская (662,4 МВт) принадлежат ПАО «Иркутскэнерго». Мамаканская ГЭС мощностью 86 МВт, расположенная в п. Мамакан Бодайбинского района, работает в составе АО «Витимэнерго».

Иркутская энергосистема включает две генерирующие компании, работающие на ОРЭМ, одного производителя электрической энергии розничного рынка, две действующие электростанции промышленных предприятий, 29 электросетевых компаний и четыре гарантирующих поставщика электрической энергии.

Генерирующие компании представляют ПАО «Иркутскэнерго» и АО «Витимэнерго». ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» с 1 сентября 2015 года является станцией розничного рынка.

Электростанциями промышленных предприятий являются ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске и ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске.

Наиболее крупными электросетевыми организациями представлены следующими компаниями: ОАО «Иркутская электросетевая компания» (сокращенное наименование — ОАО «ИЭС»), АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкомунэнерго», ЗАО «Братская электросетевая компания».

Гарантирующими поставщиками электрической энергии на территории Иркутской области являются ООО «Иркутская Энергосбытовая компания», АО «Витимэнерго», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», АО «Оборонэнерго».

Основной особенностью структуры генерирующих мощностей Иркутской энергосистемы является большая доля ГЭС — 68,6 % в суммарной мощности электростанций. Большая часть (97,99 %) генерирующих мощностей входит в состав ПАО «Иркутскэнерго», 0,64 % — АО «Витимэнерго», 0,18 % — ООО «Теплоснабжение», 1,18 % приходится на электростанции промышленных предприятий: две ТЭЦ ОАО «Группа ИЛИМ».

В 2015 году электростанциями Иркутской энергосистемы было выработано 47,951 млрд кВт·ч электроэнергии, в том числе:

ГЭС — 35,923 млрд кВт·ч (75 %);

ТЭС — 12,028 млрд кВт·ч (25 %), в том числе электростанциями промышленных предприятий — 0,74 млрд кВт·ч.

Выработка электрической энергии на душу населения Иркутской области в 2015 году составила 19,86 тыс. кВт·ч.

Гидроэлектростанции Ангарского каскада Братская ГЭС и Иркутская ГЭС имеют водохранилища многолетнего регулирования, а Усть-Илимская ГЭС — сезонного регулирования.

В электроэнергетический комплекс Иркутской области входят также 23 линии электропередачи класса напряжения 500 кВ, две из которых временно работают на напряжении 220 кВ, 57 линий электропередачи класса напряжения 220 кВ, 203 линии электропередачи класса напряжения 110 кВ. Количество трансформаторных подстанций в энергосистеме Иркутской области составляет 297 ед., в том числе:

ПС 500 кВ (включая РУ 500 кВ, ПП 500 кВ, не учитывая УПК Тыреть 500 кВ) — 8 ед.;

ПС 220 кВ — 44 ед.;

ПС 110 кВ — 245 ед.

Суммарная мощность трансформаторов энергосистемы Иркутской области по состоянию на 1 января 2016 года составила 36 282,7 МВА.

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

Динамика электропотребления в Иркутской области неравномерная, значительное влияние на уровень электропотребления оказывает температура наружного воздуха, кроме того, на электропотреблении области отражается изменение объемов промышленного производства.

Динамика потребления электроэнергии на территории Иркутской области за последние 5 лет представлена в таблице 7 и на рисунке 2.

Таблица 7. Динамика потребления электроэнергии в Иркутской области за последние 5 лет

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015
Электропотребление, млн. кВт·ч	53 179,5	54 708,4	53 412,4	52 819,7	52 467,1	-
Абсолютный прирост (снижение) электропотребления, млн. кВт·ч	-	1 528,9	-1 296	-592,7	-352,6	-712,4
Среднегодовые темпы прироста (снижения), %	-	2,9	-2,4	-1,1	-0,67	-1,35

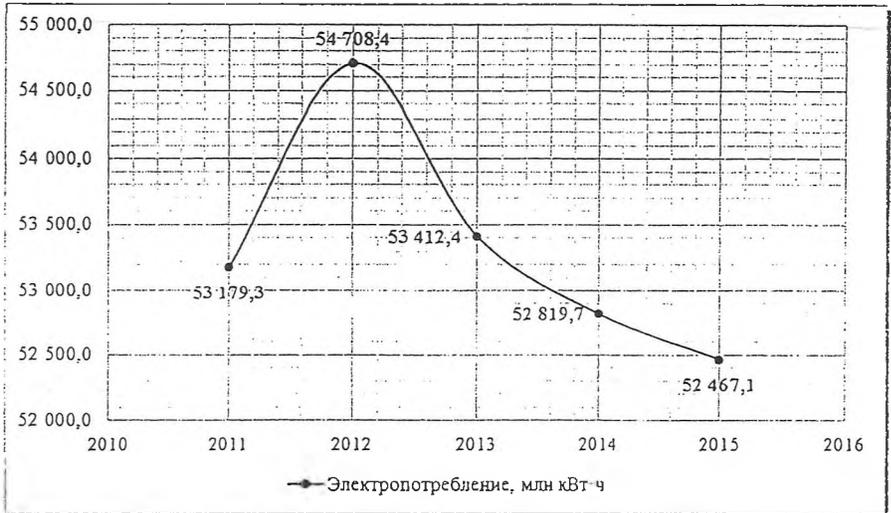


Рисунок 2. Динамика потребления электроэнергии в Иркутской области

Из приведенных данных следует, что с 2011 по 2012 год наблюдался рост электропотребления, среднегодовые темпы прироста составили 2,9 %.

В 2012 году зафиксирован максимум электропотребления за последние 5 лет на уровне 54 708,4 млн. кВт·ч, 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 произошло снижение электропотребления, связанное с сокращением потребления таких крупных предприятий, как ОАО «РУСАЛ Братск» и Филиал ОАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехове.

Тенденция снижения потребления электроэнергии продолжилась и в 2015 году. На снижении электропотребления сказалось сокращение объемов промышленного производства и жилищного строительства, повышение средней за отопительный период температуры воздуха в регионе.

В общем объеме потребления электроэнергии Иркутской области доля обрабатывающих производств составляет 51,01 %, на долю добычи полезных ископаемых приходится 4,68 %, на долю транспорта и связи — 6,60 %, на сельское хозяйство, охоту и лесное хозяйство приходится 1,52 %, население потребляет 9,09 %.

Структура электропотребления Иркутской области по видам экономической деятельности за 2013-2015 годы (по данным филиала Федеральной службы государственной статистики по Иркутской области) представлена в таблице 8.

Таблица 8. Структура электропотребления Иркутской области по видам экономической деятельности

Показатель	2011		2012		2013		2014		2015	
	млн кВт·ч	% от потребления								
Выработано электроэнергии	60	-	62	-	56	-	55	-	47	-
Получено из-за пределов области	461,2	-	046,8	-	424,8	-	074,4	-	950,9	-
Отпущено за пределы области	7 281,7	-	7 338,4	-	3 012,4	-	2 254,7	-	4 516,2	-
Потреблено*, в т. ч.:	53	100	54	100	53	100	52	100	52	100
потери в электросетях общего пользования, в т. ч.:	179,5		708,4		412,4		819,7		467,1	
распределительных и магистральных, из них:	4 303,8	7,60	4 054,0	6,99	3 911,1	6,91	4 473,1	7,95	4 418,0	8,38
коммерческие потери	3 672,1	6,48	3 065,6	5,29	2 769,9	4,90	3 834,8	6,82	3 730,9	7,08
технологический расход на передачу по электросетям					19,9	0,04	184,4	0,33	133,6	0,25
пристанционные потери							216,3	0,38	223,2	0,42
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство, в т. ч.:	604,9	1,07	652,1	1,12	757,9	1,34	766,3	1,36	803,1	1,52
на производственные нужды в сельском хозяйстве, в т. ч.:	505,7	0,89	590,7	1,02	644,6	1,14	630,3	1,12	534,2	1,01
животноводство							199,4	0,35	213,7	0,41
растениеводство							314,6	0,56	320,5	0,61
Добыча полезных ископаемых	1 276,6	2,25	1 511,1	2,61	1 655,2	2,93	2 370,1	4,21	2 469,1	4,68
Обработывающие производства	31	55,02	31	54,34	30	54,35	29	51,70	26	51,01
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	178,1		495,7		746,5		085,3		895,8	
на собственные нужды электростанции	5 645,5	9,96	5 008,8	8,64	4 627,1	8,18	5 395,7	9,59	6 415,7	12,17
сбор, очистка и распределение воды	1 941,9	3,43	2 199,1	3,79	2 558,9	4,52	1 978,6	3,52	1 994,7	3,78
	377,9	0,67	553,2	0,95	423,6	0,75	276,2	0,49	321,7	0,61

Показатель	2011		2012		2013		2014		2015	
Потреблено населением, в т. ч.:	6 545,1	11,55	7 991,6	13,79	7 987,0	14,12	6 641,0	11,80	4 793,7	9,09
сельским	2 381,9	4,20	2 561,4	4,42	2 593,2	4,58	2 048,9	3,64	1 614,4	3,06
городским	4 163,2	7,35	5 430,2	9,37	5 393,9	9,53	4 592,1	8,16	3 179,2	6,03
Оптовая и розничная торговля			1 005,2	1,73	927,6	1,64	1 165,1	2,07	1 007,4	1,91
Строительство	338,4	0,60	405,0	0,70	328,6	0,58	334,8	0,60	238,7	0,45
Транспорт и связь, в т. ч.:	3 517,0	6,21	3 569,4	6,16	3 339,5	5,90	3 521,1	6,26	3 482,8	6,60
деятельность железнодорожного транспорта, в т. ч.:	2 885,6	5,09	3 033,0	5,23	2 857,2	5,05	2 866,8	5,10	2 882,0	5,47
на электротягу	2 509,9	4,43	2 548,5	4,40	2 775,2	4,91	2 797,6	4,97	2 824,1	5,36
деятельность прочего сухопутного транспорта, в т. ч.:	76,8	0,14	105,2	0,18	102,8	0,18	99,1	0,18	62,6	0,12
трамвайного, троллейбусного автобусного	44,0	0,08	54,6	0,09	56,4	0,10	52,1	0,09	37,7	0,07
автомобильного							11,2	0,02	5,6	0,01
транспортирование нефти и нефтепродуктов	234,5	0,41	98,8	0,17	100,2	0,18	145,9	0,26	173,7	0,33
транспортирование газа и продуктов его переработки	0,1	0,00					0,2	0,00	0,2	0,00
транспортная обработка грузов и хранение					30,2	0,05	0,0	0,00	34,8	0,07
деятельность водного транспорта							24,9	0,04	15,8	0,03
деятельность воздушного транспорта							14,1	0,03	8,4	0,02
прочая вспомогательная деятельность					79,0	0,14	228,3	0,41	155,1	0,29
связь	105,1	0,19	134,1	0,23	142,7	0,25	135,9	0,24	150,2	0,28
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	608,4	1,07	383,0	0,66	385,5	0,68	528,7	0,94	317,9	0,60
Прочие виды деятельности	2 646,7	4,67	1 888,8	3,26	1 905,3	3,37	1 978,7	3,52	1 888,4	3,58

* в централизованной системе энергоснабжения

Потери в электросетях в 2015 году составили 8,38 % от объема потребленной электроэнергии или 9,08 % от объема произведенной электроэнергии. Основные причины потерь электроэнергии связаны с превышением нормативного срока эксплуатации сетей и электрооборудования на территории Иркутской области, 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 в регионе 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:

- ОАО «РУСАЛ Братск»;
- Филиал ОАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехове;
- Восточно-Сибирская железная дорога — филиал ОАО «РЖД»;
- АО «Ангарская нефтехимическая компания»;
- Филиал ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске;
- Филиал ОАО «Группа «Илим» в г. Братске;
- ООО «Братский завод ферросплавов»;
- АО «Саянскхимпласт».

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Иркутской области с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние 5 лет представлен в таблице 9.

Таблица 9. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Иркутской области

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч				
				2011	2012	2013	2014	2015
1.	Филиал 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	891,4	895,0	890,2	894,0	897,0
2.	Филиал 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	1 033,0	1049,1	949,0	1049,3	1523,4
3.	ЗАО «Илимхимпром»	665700, Иркутская обл., г. Братск	Производство кислот, аммиака, гидроксида натрия, жидкого хлора и др.	448,6	444,5	392,6	400,2	0
4.	ОАО «Байкальский целлюлозно-бумажный комбинат»	665914, Иркутская обл., Слюдянский р-н, г. Байкальск	Производство целлюлозы и бумаги, таллового масла, скилидара-сырца	134,6	138,5	135,4	0	0
5.	ООО «Братский завод ферросплавов»	665707, Иркутская обл., г. Братск	Производство ферросилиция марок ФС65, ФС75 (ГОСТ 1415-93), микро-кремнезем и др.	771,7	836,9	887,3	813,6	860,5
6.	Филиал ОАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов	666020, Иркутская обл., г. Шелехов	Производство: алюминия первичного, катанки алюминиевой, порошка алюминиевого, пудры алюминиевой	7 047,0	7 237,0	6 837,0	6 799,0	7 027,32
7.	ОАО «РУСАЛ Братск»	665716, Иркутская обл., г. Братск	Производство алюминия сырца, катанка алюминиевая, чушки первичного алюминия, слитки алюминиевые цилиндрические	17 296,3	17 363,6	17 229,5	17 068,7	16 985,5
8.	АО «Ангарская нефтехимическая компания»	665830, Иркутская обл., г. Ангарск	Нефтепереработка, химическая продукция, бензины автомобильные, дизтопливо, авиационное топливо, керосины, мазуты товарные, масла смазочные	1 310,2	1 296,5	1 305,2	1 305,0	1 308,2

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч				
				2011	2012	2013	2014	2015
9.	АО «Ангарский электролизный химический комбинат»	665804, Иркутская область, г. Ангарск	Производство обогащенного гексафторида урана для ядерной энергетики	379,9	367,2	355,9	331,8	309,6
10.	ООО «Усольхимпром»	665470, Иркутская обл., г. Усолье-Сибирское	Производство химической продукции товаров народного потребления, смола ПВХ, карбид, хлор, монокристаллы	72,0	68,0	15,3	6,0	5,0
11.	ООО «Усолье-Сибирский Силикон»	665470, Иркутская обл., г. Усолье-Сибирское	Производство химической продукции	108,7	111,9	109,4	109,0	108,2
12.	АО «Саянскхимпласт»	665358, Иркутская обл., г. Саянск-1	Производство химической продукции (ПВХ суспензионный, сода каустическая)	694,3	747,5	736,7	736,7	736,7
13.	ООО «Компания «Востсибуголь»	664674, г. Иркутск, ул. Сухэ-Батора, 6	Добыча угля	194,5	200,3	195,8	163,7	178,1
14.	Иркутский авиационный завод (ИАЗ) — филиал ПАО «Корпорация «Иркут»	664020, г. Иркутск, ул. Новаторов, 3	Производство авиационной техники, ТНП, стали	137,2	134,9	137,0	137,8	137,8
15.	Восточно-Сибирская железная дорога — филиал ОАО «РЖД»	664003, г. Иркутск, ул. К. Маркса, 7	Грузовые и пассажирские перевозки	2 884,9	2 951,8	2 961,3	2 979,0	2 998,0
16.	ОАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»	г. Железногорск-Илимский, Нижнеилимский район	Добыча железной руды открытым способом, производство концентрата железных руд	456,5	459,0	463,0	419,0	400,0

Глава 5. Динамика изменения максимума нагрузки и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки за последние 5 лет

В рамках рассматриваемого пятилетнего периода наибольший максимум нагрузки соответствует 2012 году и составляет 8 051 МВт. С 2013 года происходит постепенное падение максимума нагрузки. Наименьшее значение за рассматриваемый период зафиксировано в 2015 году и составляет 7 571 МВт. Снижение происходит в связи с экономической обстановкой, снижением производства и соответствует общей динамике изменения максимума нагрузке по ЕЭС России.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности ЭС Иркутской области за последние 5 лет представлена в таблице 10 и на рисунке 3.

Таблица 10. Динамика изменения собственного максимума нагрузки ЭС Иркутской области за последние 5 лет

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015
Собственный максимум нагрузки, МВт	7 987	8 051	7 918	7 670	7 571	-
Абсолютные прирост (снижение) максимума нагрузки, МВт	-	+64,0	-133,0	-248,0	-99,0	-416,0
Среднегодовые темпы прироста/снижения, %	-	+0,80	-1,65	-3,13	-1,29	-5,21

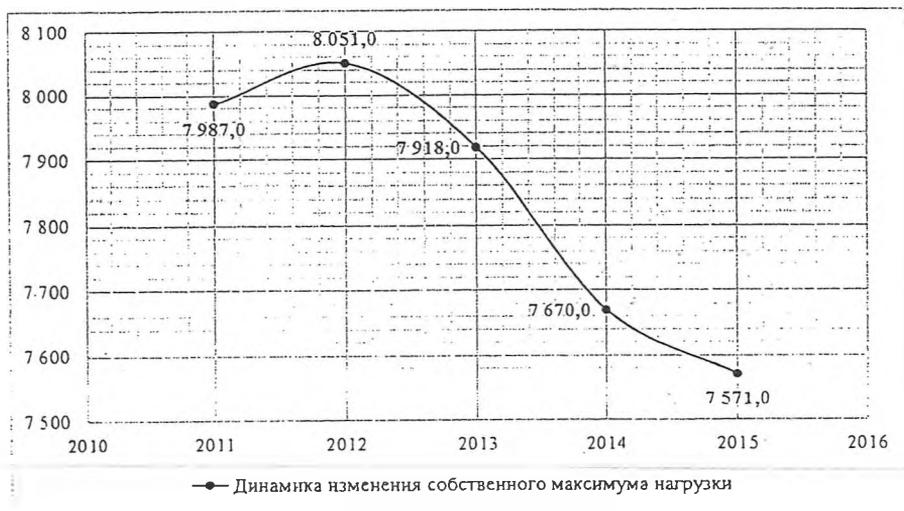


Рисунок 3. Динамика изменения собственного максимума нагрузки, МВт

Годовой максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован в 18:00 (мск) 26.01.2015 г. Резерв мощности Иркутской энергосистемы составил 3094,2 МВт.

Сведения о наличии резерва мощности на электростанциях Иркутской энергосистемы по станциям представлены в таблице 12.

Таблица 11. Наличие резервов мощности на электростанциях Иркутской энергосистемы по станциям

Показатель	Значение на час максимума ЕЭС, МВт
Резерв, всего, в том числе:	3094,2
ТЭС, в том числе:	1284,5
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»	66,8
Иркутская ТЭЦ-6 ПАО «Иркутскэнерго»	67,3
Иркутская ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»	183,8
Иркутская ТЭЦ-10 ПАО «Иркутскэнерго»	495,6
Иркутская ТЭЦ-11 ПАО «Иркутскэнерго»	147,7
Ново-Иркутская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	21,8
Усть-Илимская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	244,1
Ново-Зиминская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	57,5
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	0,0
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6 ПАО «Иркутскэнерго»	0,0
Иркутская ТЭЦ-12 ПАО «Иркутскэнерго»	0,0
Иркутская ТЭЦ-16 ПАО «Иркутскэнерго»	0,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	0,0
ГЭС, в том числе:	1768,7
Иркутская ГЭС	0,0
Братская ГЭС	1156,4
Усть-Илимская ГЭС	612,3
Мамаканская ГЭС ¹	0,0
Электростанции промышленных предприятий	41,0

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 связи с этим обеспечение резерва в энергосистеме должно осуществляться с учетом наиболее вероятных сценариев загрузки мощностей.

¹ — Резерв мощности Мамаканской ГЭС является сезонным: гарантированная мощность Мамаканской ГЭС в период с декабря по январь включительно составляет 10 МВт, а в период с 1 февраля по 10 мая 7,3 МВт.

Глава 6. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в последнем году

По состоянию на 1 января 2016 года установленная мощность электростанций Иркутской области составляет 13 249,1 МВт.

Структура установленной электрической мощности в Иркутской области с разбивкой по типам электростанций представлена в таблице 12 и на рисунке 4.

Таблица 12. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области на начало года

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Установленная мощность, всего, в том числе:	13 146,10	13 157,10	13 182,10	13 255,10	13 296,10
ГЭС (включая Мамаканскую ГЭС)	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4
ТЭС (включая электростанции промышленных предприятий и розничного рынка)	4 057,70	4 068,70	4 093,70	4 166,70	4 207,70

Как видно из таблицы, установленная мощность ГЭС в Иркутской области остается неизменной, установленная мощность ТЭС незначительно изменяется.

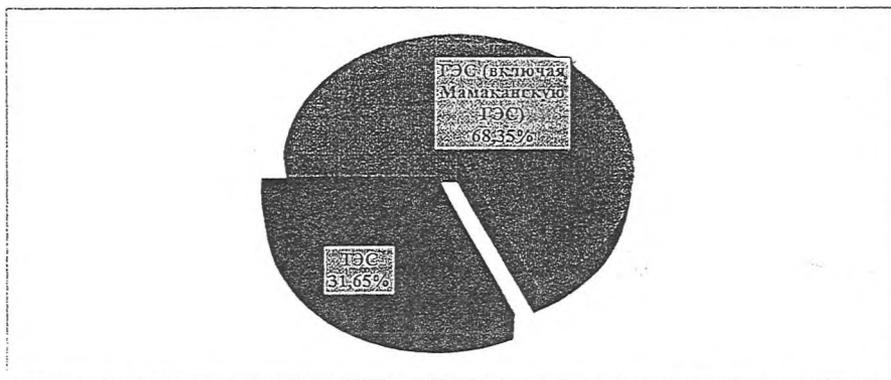


Рисунок 4. Структура установленной электрической мощности

В 2015 году осуществлен вывод из эксплуатации Мамаканской ТЭЦ установленной мощностью 20,5 МВт, ТЭС «МУП Бирюсинское ТВК» установленной мощностью 1,5 МВт, а также произведена перемаркировка со снижением установленной мощности ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» суммарно

на 25 МВт (ТГ-1, ТГ-2 с 12 МВт до 4 МВт — снижение установленной мощности на 16 МВт и ТГ-4 с 25 МВт до 16 МВт — снижение на 9МВт).

Глава 7. Состав существующих электростанций и станций промышленных предприятий с группировкой по принадлежности к генерирующим компаниям, с поименным перечнем электростанций, установленная 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 Иркутской области входят электростанции ПАО «Иркутскэнерго», АО «Витимэнергообьт», ООО «Теплоснабжение» и две электростанции промышленных предприятий.

Состав (перечень) электростанций (включая электростанции промышленных предприятий и прочие электростанции) Иркутской области мощностью более 5,0 МВт с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям и информация об основном энергетическом оборудовании действующих электростанций представлены в таблице 13.

Таблица 13. Состав существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Станции ПАО «ИРКУТСКЭНЕРГО»				
1	Иркутская ГЭС	662,4	-	1959
2	Братская ГЭС	4500	-	1966
3	Усть-Илимская ГЭС	3840	-	1979
4	Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	166	590	1955
5	Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5)	18	100	1962
6	Иркутская ТЭЦ-6	270	1529,3	1965
7	Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	12	81	1961
8	Иркутская ТЭЦ-9	540	2280	1959
9	Иркутская ТЭЦ-10	1110	453	1962
10	Иркутская ТЭЦ-11	350,3	960	1959
11	Иркутская ТЭЦ-12	12	74	1932
12	Иркутская 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
Станции АО «ВИТИМЭНЕРГОСБЫТ»				
16	Мамаканская ГЭС	86	-	1963
Станции ООО «ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ»				

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
17	ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск	24	-	1965
Станции промышленных предприятий				
18	ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске	113	-	1966
19	ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	44,4	-	1979

Суммарное количество агрегатов электростанций ПАО «Иркутскэнерго» представлено в таблице 14.

Таблица 14. Суммарное количество агрегатов электростанций Иркутской энергосистемы

Объекты	Турбо (гидро) агрегаты	
	Кол-во, шт.	Мощность, МВт
ТЭЦ	76	4 207,7
ГЭС	46	9 088,4
ИТОГО:	122	13 296,1

Суммарная установленная мощность гидрогенераторов Иркутской области почти в два раза превышает установленную мощность генераторов ТЭЦ, несмотря на значительное превышение количества генераторов ТЭЦ над количеством гидрогенераторов, что позволяет сделать вывод о высокой единичной мощности генераторов ГЭС.

Статистическое распределение генераторов электростанций ЭС Иркутской области относительно превышения срока нормативной эксплуатации (на основании данных о дате ввода в эксплуатацию) представлено в таблице 15.

Таблица 15. Состояние генераторов электростанций ЭС Иркутской области по превышению срока нормативной эксплуатации

Наименование	Нормативный срок службы генератора, лет	Состояние генераторов	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
Электростанции всех собственников	Турбо-	30	19,7
	Гидро-	40	10,9
			80,3
			89,

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

Оборудование большинства электростанций энергосистемы Иркутской области имеет сроки эксплуатации более 30 лет, т. е. эксплуатируется за пределами нормативных сроков службы.

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

Суммарная собственная выработка электроэнергии электростанциями Иркутской области в 2015 году составила 47 950 млн. кВт.ч. По сравнению с 2014 годом выработка электроэнергии сократилась на 12,93 % или на 7 123,5 млн. кВт. ч.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций представлена в таблице 16 и на рисунке 5.

Таблица 16. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций Иркутской области

Показатель	2014 год, Млн. кВт.ч	2015 год, Млн. кВт.ч	2015/2014. %
Выработка электроэнергии, всего, в том числе:	55 074,5	47 950,9	87,07
ГЭС	43 603,3	35 922,9	82,39
ТЭС, в том числе:	11 471,2	12 028,0	104,85
электростанции промышленных предприятий	819,0	706,4	86,25

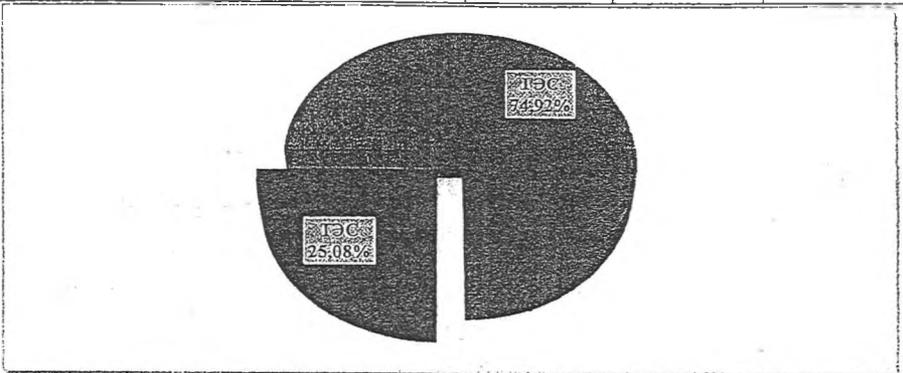


Рисунок 5. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций

В 2015 году доля ГЭС в суммарной выработке электроэнергии области составила 74,92 %, доля ТЭС ПАО «Иркутскэнерго» — 23,53 %, электростанции промышленных предприятий — 1,55 %. При этом доля предприятий ПАО «Иркутскэнерго» (ГЭС и ТЭС) составила 98,45 %.

Структура выработки электроэнергии в разрезе электростанций Иркутской области представлена в таблице 17.

Таблица 17. Структура выработки электроэнергии в разрезе электростанций Иркутской области

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч					Доля от суммарной выработки за 2015 год, %
	2011	2012	2013	2014	2015	
Иркутская ГЭС	3461,4	3888,3	3562,5	3573,1	2848,74	5,94
Братская ГЭС	22134,6	20766,9	20099,6	20484,6	16611,48	34,64
Усть-Илимская ГЭС	20884,4	20015	18801,3	19155,7	16131,83	33,64
Мамаканская ГЭС	418,1	389	359	389,8	330,93	0,69
Итого ГЭС:	46898,5	45059,2	42822,4	43603,2	35922,97	74,92
Иркутская ТЭЦ-6	1105,4	1240,3	1061,1	888,8	808,97	1,69
Участок ТИИТС Иркутской ТЭЦ-6	98,5	85,1	78,5	74,9	76,8	0,16
Иркутская ТЭЦ-9	1389,1	2283	1890,4	1605,3	1611,17	3,36
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9	327	358,5	313,3	298,5	318,59	0,66
Иркутская ТЭЦ-10	4537,6	5523,4	3847,4	2281,7	2732,61	5,70
Иркутская ТЭЦ-11	676,2	890,7	790,5	691	784,86	1,64
Иркутская ТЭЦ-12	52,5	50,8	45,5	48,6	45,88	0,10
Иркутская ТЭЦ-16	66	72,9	73,7	73,5	70,93	0,15
Ново-Иркутская ТЭЦ	2663	2954,2	2786,3	2662,1	2722,65	5,68
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	88,1	92,6	82,9	79,5	86,4	0,18
Усть-Илимская ТЭЦ	968,6	1586	977,8	971,6	1054,74	2,20
Ново-Зиминская ТЭЦ	875,9	1103,1	983	976,6	955,69	1,99
Итого ТЭС ПАО «Иркутскэнерго»:	12847,9	16240,6	12930,4	10652,1	11269,29	23,50
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск	189,3	231,8	127,2	77,1	52,22	0,11
ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске	181,8	168,3	190,2	382,4	351,72	0,73
ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	343,7	346,9	354,6	359,5	354,7	0,74
Итого ТЭС промышленных предприятий и розничного рынка:	714,8	747	672	819	758,64	1,58
ВСЕГО:	60461,2	62046,8	56424,8	55074,3	47950,91	100

Анализ таблицы 17 позволяет сделать вывод, что более 68 % электроэнергии в Иркутской области вырабатывается двумя ГЭС: Братской и Усть-Илимской. Суммарная выработка тепловыми электростанциями составляет около 25 %. Наиболее крупными производителями электроэнергии

из тепловых станций являются: Ново-Иркутская ТЭЦ (5,68 % от общей выработки), Иркутская ТЭЦ-10 (5,70 %) и Иркутская ТЭЦ-9 (3,36 %).

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 кВт·ч, на тепловых электростанциях 18-20 млрд кВт·ч. При этом часть избытков мощности и электроэнергии передается в соседние энергосистемы Красноярского края и Республики Бурятия.

Балансы электрической мощности ЭС Иркутской области в 2011-2015 годах на конец года и час собственного максимума энергосистемы представлены в таблицах 18 и 19 соответственно.

Таблица 18. Электрическая мощность ЭС Иркутской области на конец года, МВт

Показатели	2011	2012	2013	2014	2015
Установленная мощность на конец года, в том числе:	13 157,1	13 182,1	13 255,1	13 296,1	13 249,1
ГЭС	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4
ТЭС, в том числе:	4 068,7	4 093,7	4 166,7	4 207,7	4 160,7
электростанции промышленных предприятий	187,4	187,4	187,4	228,4	157,4
Ограничения мощности на конец года	558,5	417,4	372,0	4 587,5	2 809,8
Располагаемая мощность на конец года	12 598,6	12 764,7	12 883,1	8 806,0	10 457,9

Таблица 19. Баланс электрической мощности ЭС Иркутской области на час собственного максимума, МВт

Показатели	2011	2012	2013	2014	2015
Максимум нагрузки	7 987	8 051	7 918	7 670	7 571
Установленная мощность на час собственного максимума нагрузки энергосистемы, в том числе:	13 146,1	13 182,1	13 182,1	13 296,1	13 249,1
ГЭС	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4
ТЭС, в том числе:	4 057,7	4 093,7	4 093,7	4 207,7	4 160,7
электростанции промышленных предприятий	187,4	187,4	187,4	228,4	157,4
Резерв мощности	1 654,8	3 079,1	2 883,0	1 533,0	1 993,6
Ограничения мощности на час собственного максимума нагрузки	547,7	417,4	494,4	1 405,9	2 809,8
Располагаемая мощность	12 598,4	12 764,7	12 687,7	11 897,7	10 457,9

Показатели	2011	2012	2013	2014	2015
Рабочая мощность	11 288,3	11 350,9	11 485,5	10 352,0	8 912,5
Избыток (+) / Дефицит (-)	3 301,3	3 299,9	3 567,5	2 682,0	1 341,5

Установленная мощность Ангарского каскада ГЭС и Мамаканской ГЭС остается неизменной. Мощность ТЭЦ Иркутской энергосистемы постепенно изменяется в связи с выводом из эксплуатации оборудования, вводом нового и перемаркировкой установленного оборудования.

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

Баланс электрической энергии ЭС Иркутской области в 2011-2015 годов представлен в таблице 20.

Таблица 20. Баланс электрической энергии ЭС Иркутской области, млн. кВт. ч

Показатели	2011	2012	2013	2014	2015
Выработка электроэнергии, в том числе:	60 461,2	62 046,8	56 424,8	55 074,4	47 950,91
ГЭС	46 898,6	45 059,3	42 822,5	43 603,2	35 922,97
ТЭС, в том числе:	13 562,6	16 987,5	13 602,3	11 471,1	12 027,93
электростанции промышленных предприятий	714,7	747,0	672,0	819,0	743,41
Электропотребление на территории ЭС	53 179,5	54 708,4	53 412,4	52 819,7	52 467,1
Сальдо перетоков электроэнергии «+» прием, «-» выдача	-7 281,7	-7 338,4	-3 012,4	-2 254,7	4 516,2



Рисунок 6. Баланс электрической энергии ЭС Иркутской области, млн. кВт. ч

Максимальный уровень собственного потребления электроэнергии в энергосистеме Иркутской области в последние 5 лет наблюдался в 2012 году, когда составил 54 708,4 млн. кВт.ч. С 2013 года наблюдается спад электропотребления, в 2015 году электропотребление составило 52 467,1 млн. кВт.ч, что на 0,7% ниже чем в 2014 году.

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 в 2011-2014 годах. В связи с гидрологической обстановкой в 2015 году вырос переток из соседних энергосистем (на 6 770,9 млн. кВт.ч), в первую очередь из энергосистемы Красноярского края в связи с увеличением выработки на Богучанской ГЭС. Имеющиеся избытки электрической энергии в 2011-2014 годах передавались в энергосистемы Красноярского края и республики Бурятия, тем самым обеспечивая надежное электроснабжение потребителей не только в Иркутской области, но и за ее пределами.

В 2012 году наблюдался рост, связанный с увеличением потребления электроэнергии промышленными предприятиями. Дальнейшее снижение темпов роста максимумов нагрузки в 2013-2015 годах обусловлено аномально теплыми погодными условиями, наблюдаемыми в Иркутской области.

Выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Иркутской области в 2015 году сократилась на 12,93 % по сравнению с 2014 годом. В 2014 году вырабатываемой электроэнергии было достаточно для покрытия потребности Иркутской области, энергосистема являлась избыточной. В 2015 году впервые за рассматриваемый период в энергосистеме Иркутской области электропотребление по территории ЭС превысило выработку электроэнергии. Потребность в электроэнергии покрывалась за счет перетоков из соседних энергосистем.

Глава 10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше

Перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ с указанием сводных данных по ним

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), АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», ЗАО «Братская электросетевая компания», ВСЖД — филиал ОАО «РЖД», филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири, КГКУ «ДКР НП», ОАО «Тыретский Солерудник», АО «АНХК», АО «АЭХК», ЗАО «Электросеть»,

ОАО «Энергетическая компания «Радан», ОАО «Первенец»,
 ОАО «Высочайший», ООО «АС «Иркутская»
 электростанции (генераторы, (авто) трансформаторы)
 ПАО «Иркутскэнерго» и АО «Витимэнергообьт»;
 компенсирующие устройства ОАО «ИЭСК».

Сведения о протяженности электрических сетей и трансформаторной мощности ПС и ЭС генерирующих и сетевых компаний по классам напряжения на 1 января 2016 года представлены в таблице 21.

Таблица 21. Протяженность электрических сетей и трансформаторная мощность ПС и ЭС генерирующих и сетевых компаний по классам напряжения

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Количество трансформаторов	Трансформаторная мощность ПС и ЭС, МВА
500 кВ	3 593,7	36	8 776
220 кВ	4 972,8	44	10 377
110 кВ	7 281,1	552	17 129,7

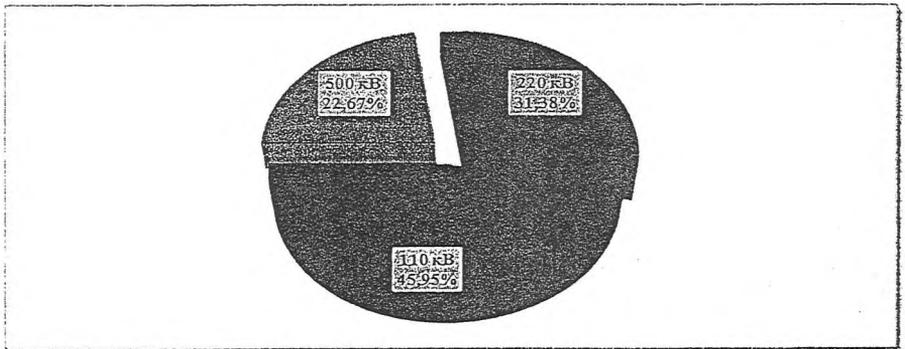


Рисунок 7. Структура протяженности ВЛ и КЛ по номинальному напряжению

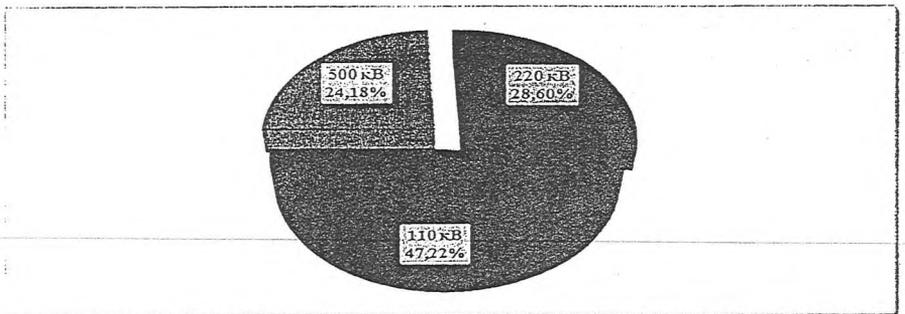


Рисунок 8. Структура трансформаторной мощности ПС по классам напряжения

Сводные данные по ЛЭП с распределением по собственникам представлены в таблице 22.

Таблица 22. Сводные данные по ЛЭП с распределением по собственникам

Принадлежность	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Энергосистема, всего, в том числе:	7281,083	4972,844	3593,666
ЛЭП генерирующих и сетевых компаний	7242,857	4972,844	3383,393
ЛЭП потребителей	38,226	0	210,273
ЛЭП СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ			
ОАО «ИЭСК»	6683,757	4548,644	3163,462
АО «Витимэнерго»	435	424,2	
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири			219,931
ОАО «Тыретский солерудник»	1,8		
АО «АНХК»	12,5		
АО «АЭЖК»	10,7		
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	81,5		
ЗАО «Электросеть»	16,2		
ОАО «Энергетическая компания «Радан»	1,4		
ЛЭП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ			
ОАО «Первенец»	8		
ОАО «Высочайший»	29,826		
КГКУ «ДКР НП»			210,273
ООО «АС «Иркутская»	0,4		

Анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС), определение объемов необходимого технического перевооружения электросетевых объектов

На основании сроков ввода в эксплуатацию проведена оценка текущего состояния (превышение срока нормативной эксплуатации) основного электрооборудования и линий электропередачи напряжением 110-500 кВ энергосистемы Иркутской области с разделением по принадлежности к ОАО «ИЭСК», ПАО «Иркутскэнерго», АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», ЗАО «Братская электросетевая компания» и ВСЖД — филиал ОАО «РЖД».

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 ПАО «Иркутскэнерго».

По состоянию на конец 2015 года наибольшее число сетей с превышенным сроком эксплуатации находится в зоне обслуживания филиала Западных, Южных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

Таблица 23. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ 110 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭС, лет	Состояние ЛЭП	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	40	95,89	4,11
ЦЭС		43,13	56,87
ВЭС		95,18	4,82
ЗЭС		30,90	69,10
ЮЭС		60,65	39,35
Итого по ОАО «ИЭСК»:		65,15	34,85
АО «Витимэнерго»		59,87	40,13
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		100	0
ЗАО «Братская электросетевая компания»		100	0

В Северных электрических сетях 41 ВЛ 110 кВ, из них для 4,11 % ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 95,89 % не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях 51 ВЛ 110 кВ, из них для 56,87 % ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 43,13 % не выработали нормативный срок.

В Восточных электрических сетях 16 ВЛ 110 кВ, из них для 4,82 % ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 95,18 % не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях 47 ВЛ 110 кВ, из них для 69,10 % ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 30,90 % не выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях 26 ВЛ 110 кВ, из них для 39,35 % ВЛ превышен свой нормативный срок эксплуатации, 60,65 % не выработали нормативный срок.

Итого на 1 января 2016 года из 155 ВЛ 110 кВ ОАО «ИЭСК» нормативный срок эксплуатации превышен для 34,85 %.

В АО «Витимэнерго» 10 ВЛ 110 кВ, из них для 40,13 % ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 59,87 % не выработали нормативный срок.

В ОГУЭП «Облкоммунэнерго» имеется две ВЛ 110 кВ, которые не выработали нормативный срок.

В ЗАО «Братская электросетевая компания» имеются две ВЛ 110 кВ, которые не выработали нормативный срок.

Таблица 24. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ 220 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭС, лет	Состояние ЛЭЛ	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	40	81,97	18,03
ЦЭС		98,35	1,65
ЗЭС		0	100
ЮЭС		74,15	25,85
Итого по ОАО «ИЭСК»:		63,62	36,38
АО «Витимэнерго»		100	0

По состоянию на конец 2015 года наибольшее количество сетей 220 кВ с превышением нормативного срока эксплуатации наблюдается в зоне обслуживания филиалов Западных, Южных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

В Северных электрических сетях 33 ВЛ 220 кВ, из них 18,03 % выработали нормативный срок, 81,97 % не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях четыре ВЛ 220 кВ, из них 1,65 % выработали нормативный срок, 98,35 % не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях четыре ВЛ 220 кВ, все линии выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях 14 ВЛ 220 кВ, из них 25,85 % выработали нормативный срок, 74,15 % не выработали нормативный срок.

Итого на 1 января 2016 года из 55 ВЛ 220 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 36,38 %.

В АО «Витимэнерго» одна ВЛ 220 кВ, которая не выработала нормативный срок.

Таблица 25. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ 500 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭС, лет	Состояние ЛЭЛ	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	40	45,29	54,71
ЦЭС		60,04	39,96
ЗЭС		21,10	78,90
ЮЭС		100	0
Итого по ОАО «ИЭСК»:		56,61	43,39
МЭС Сибири — филиал ПАО «ФСК ЕЭС»		100	0
КГКУ «ДКР НП»		100	0

По состоянию на конец 2015 года наибольшее количество сетей 500 кВ с превышением нормативного срока эксплуатации наблюдается в зоне

обслуживания филиалов Западных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

В Центральных электрических сетях три ВЛ 500 кВ, из них 39,96 % выработали нормативный срок, 60,04 % не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях 12 ВЛ 500 кВ, из них 78,90 % выработали нормативный срок, 21,10 % не выработали нормативный срок.

В Северных электрических сетях пять ВЛ 500 кВ, из них 54,71 % выработали нормативный срок, 45,29 % не выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях одна ВЛ 500 кВ, которая не выработала нормативный срок.

Итого на 1 января 2016 года из 21 ВЛ 500 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 66,07 %.

В филиале ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири одна ВЛ 500 кВ, которая не выработала нормативный срок.

Более 51 % электрических сетей 110-500 кВ энергосистемы Иркутской области по состоянию на конец 2015 года находится за пределами нормативных сроков службы.

Таблица 26. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов 110 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	25	39,3	60,7
ЦЭС		26,4	73,6
ВЭС		38,0	62,0
ЗЭС		38,0	62,0
ЮЭС		48,7	51,3
Итого по ОАО «ИЭСК»:		39,0	61,0
ПАО «Иркутскэнерго»		18,75	81,25
АО «Витимэнерго»		42,9	57,1
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		0	100
ЗАО «Братская электросетевая компания»		66,7	33,3
ВСЖД — филиал ОАО «РЖД»		21,0	79,0

В Северных электрических сетях 56 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 34 (60,7 %) выработали свой нормативный срок, 22 (39,3 %) не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях 53 трансформатора напряжением 110 кВ. Из них 39 (73,6 %) выработали свой нормативный срок, 14 (26,4 %) не выработали нормативный срок.

В Восточных электрических сетях 50 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 31 (62 %) выработали свой нормативный срок, 19 (38 %) не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях 42 трансформатора напряжением 110 кВ. Из них 26 (62 %) выработали свой нормативный срок, 16 (38 %) не выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях 78 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 40 (51,3 %) выработали свой нормативный срок, 38 (48,7 %) не выработали нормативный срок.

Итого на 1 января 2016 года из 279 трансформаторов 110 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 170 трансформаторов (61 %).

В ПАО «Иркутскэнерго» 48 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 39 (81,25 %) выработали свой нормативный срок, 9 (18,75 %) не выработали нормативный срок службы.

В АО «Витимэнерго» 14 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них восемь (57,1 %) выработали свой нормативный срок, шесть (42,9 %) не выработали нормативный срок.

В ОГУЭП «Облкоммуэнерго» четыре трансформатора напряжением 110 кВ. Все трансформаторы выработали нормативный срок.

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

В ВСЖД — филиале ОАО «РЖД» 120 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 84 (79 %) выработали свой нормативный срок, 36 (21 %) не выработали нормативный срок.

Таблица 27. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов 220 кВ энергосистемы Иркутской области

Трансформаторы	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	25	33,3	66,7
ЦЭС		30,8	69,2
ЗЭС		25,0	75,0
ЮЭС		34,6	65,4
Итого по ОАО «ИЭСК»:		33,0	67,0
ПАО «Иркутскэнерго»		32,2	67,8
АО «Витимэнерго»		100	0
ВСЖД — филиал ОАО «РЖД»		12,0	88,0

По состоянию на 2015 год наибольшее количество трансформаторов 220 кВ с превышением нормативного срока эксплуатации наблюдается в сетях

зоны обслуживания Центральных, Западных электрических сетей ОАО «ИЭСК» и ВСЖД — филиале ОАО «РЖД».

В Северных электрических сетях 36 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них 24 (66,7 %) выработали свой нормативный срок, 12 (33,3 %) не выработали нормативный срок.

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

В Западных электрических сетях четыре трансформатора напряжением 220 кВ. Из них три (75 %) выработали свой нормативный срок, один (25 %) не выработал нормативный срок.

В Южных электрических сетях 26 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них 17 (65,4 %) выработали свой нормативный срок, девять (34,6 %) не выработали нормативный срок.

Итого на 1 января 2016 года из 79 трансформаторов 220 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 53 трансформатора (67 %).

В ПАО «Иркутскэнерго» 31 трансформатор напряжением 220 кВ. Из них 21 (67,8 %) выработали свой нормативный срок, 10 (32,2 %) не выработали нормативный срок.

В АО «Витимэнерго» один автотрансформатор напряжением 220 кВ. Его нормативный срок службы не истек.

В ВСЖД — филиале ОАО «РЖД» 25 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них 22 (88 %) выработали свой нормативный срок, три (12 %) не выработали нормативный срок.

Таблица 28. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов 500 кВ энергосистемы Иркутской области

Трансформаторы	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	25	0	100
ЦЭС		11,1	88,8
ЗЭС		85,7	14,3
ЮЭС		100	0
Итого по ОАО «ИЭСК»:		40,0	60,0
ПАО «Иркутскэнерго»		72,76	27,24

По состоянию на 2015 год 100 % превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов 500 кВ наблюдается в сетях зоны обслуживания Северных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

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

В Центральных электрических сетях девять трансформаторов напряжением 500 кВ. Из них восемь (88,9 %) выработали свой нормативный срок, один (11,1 %) не выработал нормативный срок.

В Западных электрических сетях семь трансформаторов напряжением 500 кВ. Из них один (14,3%) выработал свой нормативный срок, шесть (85,7 %) не выработали свой срок.

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

Итого на 31 декабря 2015 года из 25 трансформаторов 500 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 15 трансформаторов (60,0%).

В ПАО «Иркутскэнерго» 33 трансформатора напряжением 500 кВ. Из них девять (27,24 %) выработали свой нормативный срок, 24 (72,76 %) не выработали нормативный срок.

По состоянию на конец 2015 года более 61 % трансформаторов 110-500 кВ энергосистемы Иркутской области эксплуатируются за пределами нормативных сроков службы.

Количество сетей и основного электрооборудования 110 кВ и выше Иркутской области с превышением нормативного срока эксплуатации составляет более 50 %.

Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт

Потери электрической энергии при ее передаче в энергосистеме Иркутской области в 2015 году достигают 7,86 % от отпуска электроэнергии в сеть. При этом уровень нормативных потерь устанавливается для каждой электросетевой компании индивидуально и утверждается 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 6,16 % (фактический объем потерь за 2015 год не превысил норматив); самый высокий норматив утвержден для ОГУЭП «Облкоммунэнерго» — 16,28 %. Для ЗАО «Братская электросетевая компания» утвержден норматив потерь в размере 13,04 %, фактический объем составил 13,96 %. Для АО «Витимэнерго» норматив потерь на 2015 год утвержден в размере 14,67 % (фактический объем потерь составил 14,06 %).

По данным электросетевых компаний фактический уровень потерь электроэнергии при ее передаче в отчетном 2015 году не превысил нормативных значений, утвержденных приказами Министерства Энергетики РФ.

Информация о строящихся электросетевых объектах

Наиболее значимые проекты, реализация которых осуществлялась в 2015 году:

строительство ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс с РП 110 кВ Полюс;

строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Кропоткинская — Вернинская на РП
Полус;

реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей 220 кВ;

строительство ВЛ 220 кВ Иркутская — Восточная с ПС 220 кВ Восточная
в Иркутском районе;

перевод КЛ с ПС 220 кВ Рабочая на ПС 220 кВ Восточная;

ПС 110 кВ РКК-2 с КЛ 110 кВ Кировская ПП-3 — РКК-2;

реконструкция ПС 220 кВ БЦБК (реконструкция защит, схем СН и ОТ с
заменой АБ);

строительство двух ВЛ 35 кВ для электроснабжения аэропорта г. Усть-
Илимска;

строительство ВЛ 10 кВ Пионерская — Тальяны с ответвлениями;

строительство ВЛ 6 кВ с воздушным переходом через р. Лена для
электроснабжения с. Турука Усть-Кутского района;

реконструкция электрических сетей с. Подволошино Катангского района;

реконструкция КЛ 6 кВ, г. Ангарск, п. Майск.

Информация по вводам, демонтажу и реконструкции ВЛ по
энергосистеме Иркутской области приведена в таблице 29.

Информация по вновь установленным и демонтированным
трансформаторам в 2015 году по энергосистеме Иркутской области приведена в
таблице 30.

Таблица 29. Ввод, демонтаж и реконструкция ВЛ по ЭС Иркутской области в 2015 году

Наименование по конечным подстанциям	Диспетчерское наименование ЛЭП	Проектное напряжение, кВ	Длина, км	Количество цепей, шт	Марка провода (кабеля)	Материал опор
Ввод						
Восточная — Правобережная (участок ВЛ Искра — Восточная)	ВЛ 110 кВ Восточная — Правобережная I, II цепь с отпайками	110	12,08	2	АС-120	металл
Иркутская — Восточная (Иркутская — оп.2а)	ВЛ 220 кВ Иркутская — Восточная II цепь	220	0,457	1	АС-500	металл
Иркутская — Восточная (оп.2а — оп.67)	ВЛ 220 кВ Иркутская — Восточная I, II цепь	220	35,568	2	АС-500	металл
Иркутская — Восточная (оп.67 — оп.69)	ВЛ 220 кВ Иркутская — Восточная I, II цепь	220	2,512	2	AERO-Z AACSR Z 747	металл
Иркутская — Восточная (оп.69 — Восточная)	ВЛ 220 кВ Иркутская — Восточная I, II цепь	220	87	2	АС-500	металл
Ново-Иркутская ТЭЦ — Иркутская (оп.106 — оп.6)	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ — Иркутская № I с отпайками	220	0,592	1	АС-400	металл
Восточная — Туристская (Восточная — оп.65А)	ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская I, II цепь с отпайками	110	43,26	2	АСПТ-400	металл
Восточная — Туристская (отп. на ПС Байкальская оп.22 — оп.33)	ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская I, II цепь с отпайками	110	4,86	2	АС-300	металл
Заходы от ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Ново-Ленино на ПС 110 кВ Еловка	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Еловка с отпайками	110	0,485	1	АС-185	металл
Отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская на ПС 110 кВ Покровская	ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская I, II цепь с отпайками	110	1,882 0,25 0,293	2 1 1	АС-240 АС-240 АС-240	металл
Усть-Кут — Верхнемарково (оп.199 — оп.273)	ВЛ 110 кВ Лева — Подьмахино — Верхнемарково — Киренск	110	35,81	2	АС-120	металл

ДЕМОНТАЖ

Наименование по конечным подстанциям	Диспетчерское наименование ЛЭП	Проектное напряжение, кВ	Длина, км	Количество цепей, шт	Марка провода (кабеля)	Материал опор
Седановский ПП — Кодинская I цепь (оп.461 — оп.705)	ВЛ 220 кВ Седановский ПП — Кодинская ГПП с отпайками I цепь (Д-141)	220	59,065	1	АС-240	дерево
Седановский ПП — Кодинская II цепь (оп.450 — оп.695)	ВЛ 220 кВ Седановский ПП — Кодинская ГПП с отпайками I цепь (Д-142)	220	59,534	1	АС-240 АС-330	дерево
Ново-Иркутская ТЭЦ — Иркутская (оп.106 — Иркутская)	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ — Иркутская №1 с отпайками	220	0,599	1	АС-400	металл
Усть-Кут — Верхнемарково (оп.199 — оп.273)	ВЛ 110 кВ Лена — Подьмахино — Верхнемарково — Киренск	110	17,905	1	АС-95	дерево
Восточная — Туристская (отп. на ПС Байкальская оп.22-оп.33)	ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская I, II цепь с отпайками	110	4,404	2	АС-300	металл
РЕКОНСТРУКЦИЯ						
Иркутская ТЭЦ-10 — Иркутская	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 4 — ГПП-1	110	7,3	1	АСО-500	-
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Иркутская	110	6,594	1	АСО-500	-
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 3 — ГПП-1	110	7,3	1	АСО-500	-
Иркутская ТЭЦ-9 — Иркутская	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — ГПП-2 с отпайками	110	1,307 0,466 6,422	1 1 1	АС-500 АС-300 АС-400	-

Таблица 30. Вновь установленные и демонтированные трансформаторы по энергосистеме Иркутской области в 2015 году

Место установки	Дисп. №	Хозяйственная принадлежность	Тип	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение, кВ			Наличие РПН (п×%)	Завод-изготовитель	Год изготовления
					ВН	СН	НН			
Ввод										
ПС 220 кВ Восточная	АТ-1	ОАО «ИЭСК»	АТДЦТН-250000/220/110 У1 (OSFSZ-250000/220/110)	250	230	121	10,5	РПН 110 ±6×1,8%	Шаньдунь Лунэн Маунт Тай Электрик	2013
ПС 220 кВ Восточная	АТ-2	ОАО «ИЭСК»	АТДЦТН-250000/220/110 У1 (OSFSZ-250000/220/110)	250	230	121	10,5	РПН 110 ±6×1,8%	Шаньдунь Лунэн Маунт Тай Электрик	2013
ПС 220 кВ Кунерма	РПТ-4	ОАО «РЖД»	ТДТН-25000/220 УХЛ1	25	230	38,5	10,5	РПН 220 ±9×1,78%; 35 ПБВ ±2×2,5%	Тольяттинский 3-д	2014
ПС 110 кВ Еловка	Т-1	ОАО «ИЭСК»	ТРДН-25000/110 УХЛ1	25	115	11	11	РПН 110 ±9×1,5%	Тольяттинский 3-д	2013.
ПС 110 кВ Еловка	Т-2	ОАО «ИЭСК»	ТРДН-25000/110 УХЛ1	25	115	38,5	11	РПН 110 ±9×1,5%	Тольяттинский 3-д	2013
ПС 110 кВ Покровская	Т-1	ОАО «ИЭСК»	ТРДН-40000/110 УХЛ1	40	115	11	11	РПН 110 ±9×1,5%	Тольяттинский 3-д	2013
ПС 110 кВ Покровская	Т-2	ОАО «ИЭСК»	ТРДН-40000/110 УХЛ1	40	115	11	11	РПН 110 ±9×1,5%	Тольяттинский 3-д	2013.
ПС 110 кВ Студенческая	Т-1	ОАО «ИЭСК»	ТРДН 40000/110-У1 (SFFZ-40000/110)	40	115	6,3	6,3	РПН 110 ±9×1,5%	Шэньянская трансформаторная компания	2014

Место установки	Дис. п. №	Хозяйственная	Тип	Номинальная	Номинальное напряжение, кВ		Наличие РПН (п×%)	Завод-изготовитель	Год изготовления
Седановский ПП 220 кВ	Т-2	ОАО «ИЭСК»	ТДТН-25000/220/35/6	25	230	35	РПН 220 ±12×1%	Запорожский з-д	1976
ДЕМОНТАЖ									
ПС 110 кВ Студенческий	Т-1	ОАО «ИЭСК»	ТРДН 25000/110-79 У1	25	115	6,3	РПН 115 ±5×1,78%	Тольяттинский з-д	1983
Седановский ПП 220 кВ	Т-2	ОАО «ИЭСК»	ТДТН-40000/220/35/6	40	230	35	РПН 220 ±12×1%	Тольяттинский з-д	1975

Глава 11. Основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

ЭС Иркутской области граничит и имеет электрические связи напряжением 110 кВ и выше с ЭС Красноярского края, Республики Бурятия и Республики Саха (Якутия) ОЭС Сибири. Внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области представлены в таблице 31.

Таблица 31. Внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

п/п	U ном, кВ	Наименование объекта	Протяженность, км
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ			
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	КВЛ 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 110 кВ Запань тяговая (С-43)	127,3
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая — Тайшет с отпайкой на ПС 110 кВ Запань тяговая (С-46)	86,3
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ			
1	220 кВ	ВЛ 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС — Ключи (ВЛ-582) ²	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 110 кВ Быстрая (КЗМ-135)	62,4
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)			
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полос	297

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении 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 2 400 МВт в направлении перетока на восток. Информация о допустимых перетоках по контролируемому сечению Братск — Красноярск в направлении на восток и на запад представлена в таблицах 32 и 33 соответственно.

² — Временно работает на напряжение 220 кВ.

Таблица 32. Допустимые значения перетоков в направлении на восток

Схема сети	Переток на восток				Критерий МДПП с ПА	Критерий АДП
	МДПП без ПА, МВт	МДПП с ПА, МВт	АДП, МВт	Критерий МДПП без ПА		
Нормальная схема	$\min \left\{ \begin{array}{l} 1630 \\ 2390 - 0,93 \cdot P_{ог} \end{array} \right\}$	$\min \left\{ \begin{array}{l} 2060 \\ 1630 + 0,92 \cdot P_{он1} \\ 2390 - 0,93 \cdot P_{ог} \end{array} \right\}$	2390	АДТН ВЛ 500 кВ Братский ПП — Озерная (ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет (ВЛ-501)) ПАР ВЛ 500 кВ Братский ПП --- Тайшет (ВЛ-501) (ВЛ 500 кВ Братский ПП — Озерная)	20% Р исходная схема	8% Р исходная схема

Таблица 33. Допустимые значения перетоков в направлении на запад

МДПП	Переток на запад (МВт)		Загрузка электропередачи Братск — Иркутск	Минимальное количество включенных гидрогенераторов Братской ГЭС
	АДП	МДПП		
2120	2460		от 2000 до 2100	17
2150	2480		от 1600 до 2000	17
2170	2510		от 0 до 1600	16
2190	2530		от 0 до 1000	15
2150	2480		от 0 до 1600	15
2120	2460		от 0 до 1600	14

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении 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.

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении Иркутск — Республика Бурятия (Северобайкальский участок) по ВЛ 220 кВ Киренга — Улькан. ВЛ 220 кВ Киренга — Кунерма составляет 205 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.

Межсистемная связь энергосистемы Иркутской области с Республикой Саха (Якутия) осуществляется по ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс протяженностью 297 км и построенной в габаритах 220 кВ, однако в настоящее время ВЛ эксплуатируется на напряжении 110 кВ.

Глава 12. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Иркутской области за 2015 год

Объем потребления топлива в 2015 году (с учетом оценки на конец года расходов топлива котельными) на электростанциях Иркутской области составляет около 9,6 млн. т у. т.

Структура потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области в 2015 году представлена в таблице 35.

Таблица 34. Потребление топлива на электростанциях и котельных Иркутской области за отчетный год, тыс. т у. т.

Источник	Всего	уголь	мазут	газ	дрова и прочее
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	6 455,2	6 432,0	11,5	6,2	5,5
Электростанции промышленных предприятий и розничного рынка	1 001,2	28,1	8,1	-	965,0
Котельные	2 180,8	1 004,2	241,3	168,2	767,1
Итого:	9 637,2	7 464,3	260,9	174,4	1 737,6

В 2015 году в структуре потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области преобладает уголь — 77,4 %, значительную долю занимают прочие виды топлива — 18,0 %, что объясняется наличием электростанций промышленных предприятий (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. На электростанциях промышленных

предприятий основным топливом (более 90 %) являются дрова, отходы лесопереработки и целлюлозно-бумажных комбинатов.

На источниках ПАО «Иркутскэнерго» и станции розничного рынка (ТЭЦ ООО «Теплоснабжение») 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 — 46 %, на дрова и прочие виды топлива приходится 35 %, оставшуюся часть составляют мазут и газ.

Основным потребителем топлива является ПАО «Иркутскэнерго», объем потребления которого в 2015 году составил 6 455,2 тыс. т у. т. — 67 % от общего потребления. Электростанции промышленных предприятий и котельные потребляют 1 001,2 тыс. т у. т. (10,4 %) и 2 180,8 тыс. т у. т. (22,6 %) соответственно.

РАЗДЕЛ II. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Глава 1. Особенности функционирования энергосистемы 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 (74,92 %) и, соответственно, большая зависимость выработки электроэнергии от режима водности водохранилищ.

По результатам выполненного анализа на электростанциях и котельных области выявлено превышение нормативного срока эксплуатации оборудования. Выполняются мероприятия по продлению ресурса работы оборудования.

Ограничений в передаче мощности от источников электроэнергии по магистральным электрическим сетям 500 кВ внутри области не выявлено, 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, также является превышение нормативного срока эксплуатации оборудования и устройств.

Особое внимание должно быть уделено проблеме электроснабжения Бодайбинского энергорайона. Максимально допустимый переток в контролируемом сечении Таксимо — Мамакан составляет 65 МВт (в нормальной схеме) и 50 МВт (в ремонтных схемах). В связи с снижением приточности реки Мамакан в зимний период в Бодайбинском энергорайоне на сегодня существует дефицит электрической мощности с вводом графиков ограничения режима потребления. Для масштабного освоения новых золотоносных месторождений района требуется дополнительно 125 МВт (согласно заявкам на технологическое присоединение).

В 2016 году введена в эксплуатацию ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полюс, образующая связь с западным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия). Параллельная синхронная работа западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) и энергосистемы Иркутской области запрещается. От РП 110 кВ Полюс обеспечено электроснабжение крупного золотодобывающего предприятия ГОК «Вернинский» АО «Первенец» с возможностью увеличения потребления мощности до 27,9 МВт.

Текущее состояние электросетевого хозяйства Иркутской области

Состояние электрических сетей Иркутской области характеризуется достаточно высокой степенью превышения нормативного срока эксплуатации электроэнергетического оборудования. Здесь следует отметить следующее:

по филиалам ОАО «ИЭСК» по состоянию на конец 2015 года наибольшее число сетей 110 кВ с превышенным сроком эксплуатации находится в зоне обслуживания филиала Западных, Южных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК»;

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

значительный объем сетей 220 кВ (порядка 65-88%) с превышением нормативного срока эксплуатации, находящихся в зоне обслуживания филиалов Центральных и Южных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

По аналогичному параметру относительно трансформаторов следует отметить:

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

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

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

По состоянию генераторов энергосистемы Иркутской области следует отметить:

за пределами нормативных сроков службы эксплуатируется 85 % турбогенераторов и 62 % гидрогенераторов ПАО «Иркутскэнерго»;

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

Оценка влияния маловодности оз. Байкал на работу энергосистемы Иркутской области

Осенью 2014 года 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 года составляет 456,08 метров.

По информации Минприроды России 19 февраля 2015 года 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».

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 2014/2015 годов». Данным постановлением устанавливается, что в условиях экстремально маловодного периода в бассейне озера Байкал допускается использование водных ресурсов озера в осенне-зимний период 2014/2015 годов ниже установленного минимального значения уровня в объеме, обеспечивающем функционирование водозаборных сооружений объектов экономики и социальной сферы, расположенных в нижнем бьефе Иркутского гидроузла.

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 ноября 1987 года 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 января 2015 года № 01-15) Енисейским бассейновым водным управлением установлен (письмо от 28 января 2015 года № 05-258) режим работы Иркутского гидроузла со среднесуточными сбросными расходами 1 300 куб. м/с со снижением до 1 250 куб. м/с при установлении ледостава в нижнем бьефе. Работа Иркутской ГЭС с расходами менее 1 250 куб. м/с ПИВР не предусмотрена и по данным Правительства Иркутской области и ПАО «Иркутскэнерго» влечет за собой опасность возникновения чрезвычайной ситуации в результате нарушения

работы водозаборов, являющихся источниками питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, а также водоприемных сооружений Иркутской ТЭЦ-9 и Иркутской ТЭЦ-10 ПАО «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. Иркутск, поскольку имеются резервы по генерации на тепловых электростанциях и существенный запас по пропускной способности сети 500 кВ «Братск — Иркутск».

Глава 2. Оценка балансовой ситуации и наличие энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Иркутской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

С целью возможности проведения указанного анализа были выполнены расчеты электрических режимов при единичном отключении следующих сетевых элементов:

Режимы зимних максимальных нагрузок:

ВЛ 110 кВ Тайшет — Силикатная с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме сети;

ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Якурим (ВЛ-574) (ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут) в нормальной схеме сети;

АТ-2 (АТ-1) Братской ГЭС в нормальной схеме сети;

АТ-3 ПС 500 кВ Ново-Зиминская в нормальной схеме сети;

АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Черемхово в нормальной схеме сети;

ВЛ 220 кВ Черемхово — Свирск I цепь с отпайкой на ПС Оса в нормальной схеме сети;

ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — Водозабор-1 при максимальной генерации Иркутской ТЭЦ-9 в нормальной схеме сети;

ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Мегет с отпайками в нормальной схеме сети;

АТ-8 (АТ-9) ПС 220 кВ Шелехово в нормальной схеме сети;

В-Кировская на Иркутской ГЭС в нормальной схеме сети.

Режимы летних максимальных нагрузок:

ВЛ 110 кВ Тайшет — Силикатная с отпайкой на ПС Облепиха при ремонте АТ-3 ПС 500 кВ Ново-Зиминская;

1 АТ при ремонте 2АТ на ПС 500 кВ Тайшет;

АТ-1 при ремонте АТ-2 ПС 220 кВ Опорная;

АТ-3 ПС 500 кВ Ново-Зиминская при ремонте АТ-2 ПС 220 кВ Опорная;

ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Якурим (ВЛ-574) (ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут) при ремонте ВЛ 220 кВ Якурим — Ния;

2АТ при ремонте 1АТ Братской ГЭС;

ВЛ 220 кВ Иркутская — Шелехово с отпайкой на ПС Светлая II цепь (ВЛ-210) при ремонте ВЛ 220 кВ Иркутская — Шелехово с отпайкой на ПС Светлая I цепь (ВЛ-209) при максимально допустимом перетоке по контролируемому сечению Иркутск — Бурятия в сторону Бурятии.

В-Кировская на Иркутской ГЭС при ремонте В-Южная А на Иркутской ГЭС.

ВЛ 110 кВ Зима — Ново-Зиминская I цепь при ремонте ВЛ 110 кВ Зима — Ново-Зиминская II цепь.

Анализ результатов проведенных расчетов показал, что:

отключение единичных сетевых элементов в нормальной схеме сети в режимах зимних максимальных нагрузок 2017-2021 годов не приводит к выходу параметров электрического режима энергосистемы Иркутской области;

отключение единичных сетевых элементов в единичных ремонтных схемах сети в режимах летних максимальных нагрузок 2017-2021 годов не приводит к выходу параметров электрического режима энергосистемы Иркутской области.

Анализ электрических режимов Иркутской энергосистемы выявил возникновение недопустимых токовых перегрузок сетевых элементов при единичном отключении одной из ВЛ 110 кВ, по которым осуществляется выдача мощности Иркутской ТЭЦ-9 и Иркутской ТЭЦ-10. В качестве режимного мероприятия для недопущения выхода параметров режима из области допустимых значений применяется разгрузка генераторов электростанции.

Таким образом, на основании вышеприведенного анализа возможно сделать вывод, что реализация дополнительных технических мероприятий по замене первичного оборудования или вводу новых сетевых элементов требуется только для Бодайбинского энергорайона.

Основными потребителями Бодайбинского энергорайона являются предприятия золотодобывающей промышленности по добыче рудного золота — АО «Высочайший», АО «Первенец», ООО «Друза».

В состав Бодайбинского энергорайона входят Бодайбинский и Мамско-Чуйский административные районы. Общая численность населения составляет 24,359 тысячи человек.

Бодайбинский район Иркутской области с 2011 года отнесен к регионам с высокими рисками нарушения электроснабжения (по приказам Минэнерго Российской Федерации). МДП в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» составляет 65 МВт. В связи с уменьшением приточности реки Мамакан в зимний период снижается генерация Мамаканской ГЭС. Гарантированная мощность Мамаканской ГЭС в период с декабря по январь включительно составляет 10 МВт, а в период с 1 февраля по 10 мая – 7,3 МВт при суммарной установленной мощности гидрогенераторов ГЭС – 86 МВт. В зимний период осуществляется переход на работу в вынужденном режиме в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» с наибольшим допустимым

перетоком активной мощности в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» не более 80 МВт (в полной схеме сети). Ремонт любой ВЛ 220 кВ транзита вдоль БАМ на участке от Усть-Илимской ГЭС до ПС 220 кВ Таксимо, а также любого элемента сети электропередачи 110-220 кВ Таксимо — Мамакан, приводит к снижению максимально допустимого перетока активной мощности с отменой вынужденного режима. Для неперевышения вынужденного перетока 80 МВт выполняется ввод графиков ограничения режима потребления электрической мощности по АО «Витимэнерго» на территории Иркутской области на величину до 15 МВт.

В соответствии с заявками на технологическое присоединение АО «Витимэнерго» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» определена потребность электроснабжения следующих новых потребителей:

ЗИФ «Вернинский», промплощадка ЗИФ, вспомогательные объекты ЗИФ, центральная площадка, вахтовый поселок ОАО «Первенец» максимальной мощностью 23,722 МВт;

карьер «Вернинский», промплощадка ЗИФ «Первенец», вспомогательные объекты ЗИФ, центральная площадка, вахтовый поселок, склад ГСМ, ОАО «Первенец» максимальной мощностью 8,616 МВт;

ГОК «Западный» ОАО «Первенец» максимальной мощностью 14,828 МВт;

участок «Чертово Кoryто» ОАО «Первенец» максимальной мощностью 20,0 МВт;

горно-обогажительного комбината «Угаханский» ОАО «Высочайший», с максимальной мощностью 14,5 МВт;

техническое перевооружение горно-обогажительного комбината «Высочайший» с максимальной мощностью 10,0 МВт;

увеличение максимальной мощности Горно-обогажительного комбината Высочайший ОАО «Высочайший» до 18,5 МВт;

горно-обогажительного комбината №5 ОАО «Высочайший» с максимальной мощностью 4,5 МВт;

увеличение максимальной мощности Горно-обогажительного комбината Невский ООО «Друза» на 8,402 МВт;

электроснабжение участка «Большой Кулибрыник» ООО «Сарго», максимальной мощностью 0,65 МВт;

геологическое изучение, разведка месторождения «Догадлынская Жила» ПП ООО «СУЗРК», максимальной мощностью 0,65 МВт;

ЗИФ «Красный», ООО «Красный», максимальной мощностью 0,65 МВт.

Таким образом, с учетом заявок на общую мощность 125 МВт и существующего максимума нагрузок 128 МВт, требуемая максимальная мощность составит 253 МВт.

Действующий МДП на 2016 год в контролируемом сечении «Иркутск — Бурятия (Северобайкальский участок)» в нормальной схеме составляет 205 МВт. Значение суммарного перетока активной мощности по ВЛ, входящих в состав контролируемого сечения в зимний период достигает величины 205 МВт.

Действующий АДП на 2016 год в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» в нормальной схеме составляет всего 80 МВт, а прирост ожидается до 250 МВт.

Соответственно требуется существенное развитие сети для исключения ввода ГАО и возможности подключения дополнительных энергопринимающих устройств необходима реализация мероприятий по развитию, предусмотренных утвержденной Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы:

ВЛ 220 кВ НПС-7 — НПС-9 № 1 и № 2 с отпайками на НПС-8;

ПС 500 кВ Усть-Кут с АТ (501+167) МВА, ШР 180 Мвар, УШР 180 Мвар, БСК 2×52 Мвар;

Заход ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Якурим (ВЛ-574) на ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут и ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Якурим №2 — 3 км;

Заходы ВЛ 220 кВ Коршуниха — Звездная на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут — 2 км;

Заходы ВЛ 220 кВ Лена — Якурим на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут — 2 км;

Установка двух БСК 2×20 Мвар на ПС 220 кВ Северобайкальская;

Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро;

ПС 220 кВ Мамакан (реконструкция с установкой второго АТ, 2СШ 220 кВ, ОСШ 220 кВ, 2СШ 110 кВ, ОСШ 110 кВ), АТ 220/110/10 кВ 125 МВА, ячеек для присоединения ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками, ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан №1 и №2;

Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо с расширением РУ 220 кВ на одну ячейку для присоединения ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками
Расширение

ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Пеледуй для подключения ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1 и №2 и ВЛ 220 кВ Сухой Лог №1 и №2;

Установка БСК мощностью 30 Мвар с подключением к АОСН на ПС Бодайбинского энергорайона;

ВЛ 220 кВ Пеледуй — Чертово Корыто № 1 и № 2, 2×190;

ВЛ 220 кВ Чертово Корыто — Сухой Лог № 1 и № 2, 2×58 км;

ПС 220 кВ Чертово Корыто, 2×63 МВА;

ПС 220 кВ Сухой Лог, 2×125 МВА;

ВЛ 220 кВ Сухой Лог — Мамакан № 1 и № 2, 2×169,9 км.

ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут № 2. 300 км. 180 Мвар;

ВЛ 220 кВ Пеледуй — НПС-9 № 1 и № 2 (в 2017 году: достройка участка ВЛ от ПС-220 кВ-Пеледуй до ВЛ-110 кВ НПС-8 — НПС-10 (в габаритах 220 кВ) с образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй — НПС-9 № 1, № 2 и ВЛ 220 кВ НПС-8 — НПС-9 № 1, № 2; в 2018 году: достройка участка ВЛ от ПС 220 кВ НПС-7 до ВЛ 220 кВ НПС-8 — НПС-9 с образованием ВЛ 220 кВ НПС-7 — НПС-9 № 1, № 2 с отпайками на ПС 220 кВ НПС-8), 2×250 км;

ВЛ 220 кВ Усть-Кут — НПС-6 № 1 и № 2, 61,782 и 61,85 км;
ВЛ 220 кВ НПС-6 — НПС-7 № 1 и № 2, 2×140 км;
ПС 220 кВ НПС-9;
ПС 220 кВ НПС-8;
ПС 220 кВ НПС-6;
ПС 220 кВ НПС-7.

РАЗДЕЛ III. 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.

В настоящее время на территории Иркутской области существуют избыточные мощности для организации поставок электрической и тепловой энергии. Это связано с внедрением за последние 20 лет энергосберегающих технологий на крупных производственных предприятиях, и с закрытием неэффективных промышленных производств. В результате образовался запас мощностей на существующих электростанциях, как по электрической, так и по тепловой энергии.

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

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, однако, при существующем объеме добычи угля и количестве трудовых ресурсов, вовлеченных в угольную отрасль, перевод тепловых котельных на газ может нести негативные социальные и экономические последствия.

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.

Прогнозируемый до 2022 года прирост спроса на электрическую энергию в энергосистеме (2,206 млрд кВт ч к концу прогнозного периода) будет формироваться за счет ввода на территории Иркутской области новых крупных потребителей и модернизации и реконструкции действующих производств.

В рассматриваемый прогнозный период до 2021 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 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.

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.

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.

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 372,8 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.

Расширение производственных мощностей Ангарского завода полимеров

В настоящее время разрабатывается проектная документация на установки производства полиэтилена и полипропилена. 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».

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.

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.

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».

Глава 2. Прогноз спроса (потребления) на электрическую энергию и мощность на 5-летний период (с разбивкой по годам) с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов

На основании прогноза потребления электроэнергии и мощности, разработанного ОАО «СО ЕЭС», сформированы балансы электрической энергии и мощности на пятилетний период до 2021 года (далее — прогноз системного оператора), представленные в таблицах 35 и 36.

Таблица 35. Прогноз производства и потребления электроэнергии в Иркутской области, разрабатываемый ОАО «СО ЕЭС»³, млн. кВт.ч

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление	52 664	52 740	53 143	53 737	54 169	54 447
Среднегодовые темпы прироста, %	0,38	0,14	0,76	1,12	0,80	0,51
Производство электроэнергии	49 443	56 744	56 790	56 867	56 921	56 986
Сальдо-переток	-3 221	4 004	3 647	3 130	2 752	2 539

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

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Покрывтие (установленная мощность), в том числе:	13 230,1	13 230,1	13 245,1	13 245,1	13 245,1	13 245,1
ГЭС	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4
ТЭС	4 141,7	4 141,7	4 141,7	4 141,7	4 141,7	4 141,7
ВИЭ			15,0	15,0	15,0	15,0
Потребность (собственный максимум)	7 667,0	7 703,0	7 785,0	7 866,0	7 914,0	7 915,0

Прогнозируемый прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Иркутской области (1783 млн.кВт.ч к концу прогнозного периода) будет связан с увеличением потребности в электрической энергии за счет увеличения величины присоединенной мощности по существующим присоединениям и за счет ввода новых потребителей:

ЗАО «Электросеть»;

ООО «Максстрой»;

ЗАО «АЗГИ»;

Иркутский авиационный завод (ИАЗ) — филиал ПАО «Корпорация «Иркут»;

ООО «Транснефть-Восток»;

ЗАО «Производственная компания «ДИТЭКО»;

³ — Указанные уровни электропотребления соответствуют данным ОАО «СО ЕЭС».

ЗАО «Иркутская Metallургическая компания»;
 ЗАО «Стройкомплекс»;
 АО «Ангарская нефтехимическая компания»;
 ОАО «Российские железные дороги»;
 ООО «АкваСиб»;
 ЗАО «СЭМЗ»;

золотодобывающие компании, разрабатывающие новые золотоносные месторождения Бодайбинского района (ОАО «Первенец» (Вернинский ГОК), ОАО «Высочайший» (ГОК Высочайший), ЗАО «Полюс» (разработка месторождения «Чертово Корыто») и другие);

Особая экономическая зона туристско-рекреационного типа «Ворота Байкала».

Прогноза спроса на электрическую энергию до 2021 года приведен на рисунке 9.

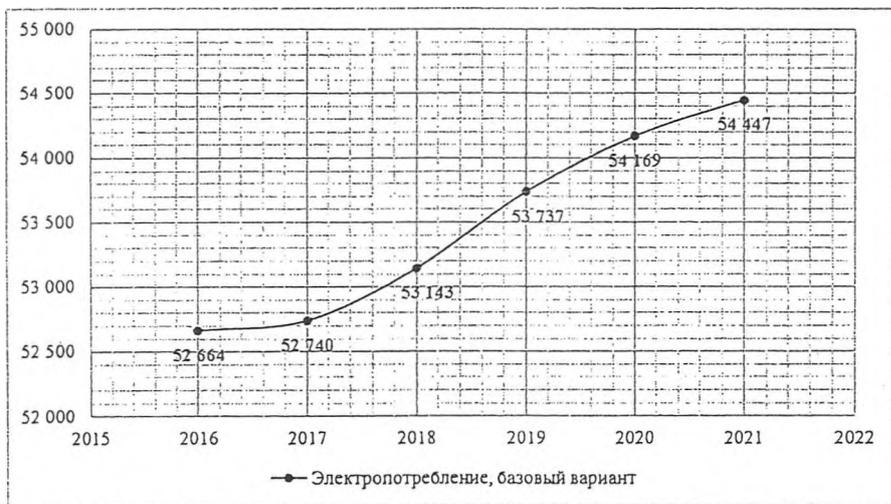


Рисунок 9. Прогноза спроса на электрическую энергию до 2021 года, млн. кВт.ч

На основе данных генерирующих и энергосбытовых компаний, крупных предприятий, муниципальных образований и статистической отчетности выполнены расчеты по структуре электропотребления Иркутской области на период 2015-2021 годы, результаты которых приведены в таблице 37.

Таблица 37. Прогноз структуры электропотребления в Иркутской области на период 2016-2021 годы

Отрасль	Годы											
	2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Млн.кВт·ч	%										
Потребление электроэнергии* всего, в т. ч.:	52664	100	52740	100	53143	100	53737	100	54169	100	54447	100
Промышленность	33994	64,5	34299	65	34508	64,9	34905	65	35016	64,6	35228	64,7
Собственные нужды электростанций	2229	4,2	2239	4,2	2278	4,3	2334	4,3	2379	4,4	2385	4,4
Строительство	318	0,6	320	0,6	325	0,6	336	0,6	340	0,6	350	0,6
Население	5892	11,2	5995	11,4	6062	11,4	6107	11,4	6222	11,5	6289	11,6
Прочие коммунальные услуги	552	1,0	562	1,1	571	1,1	582	1,1	592	1,1	604	1,1
Сельское хозяйство	578	1,1	581	1,1	584	1,1	587	1,1	590	1,1	610	1,1
Прочие отрасли экономики	5332	10,1	5013	9,5	5019	9,4	5062	9,4	5160	9,5	4993	9,2
Потери в сетях	3769	7,2	3731	7,1	3796	7,1	3824	7,1	3870	7,1	3988	7,3

* в централизованной системе электроснабжения

В целом структура электропотребления останется прежней с незначительными изменениями. С 2016 года по данным промышленных предприятий ожидается рост промышленного электропотребления до уровня 35 228 млн кВт·ч к 2021 году. Потребление электроэнергии населением также увеличится и составит в 2021 году 6 289 млн. кВт. ч.

Глава 3. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Иркутской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1 % потребления региона, и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме

В таблице 38 представлен прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на периоды 2016-2021 годы. Из таблицы видно, что значительный прирост потребления электроэнергии ожидается в Бодайбинском районе на 81 %, в связи с планируемой разработкой новых месторождений золота. Прирост потребляемой мощности в Бодайбинском энергорайоне составит 1,5 %. В других энергорайонах области увеличение спроса на электроэнергию и мощность планируется в связи с подключением (увеличением потребления) следующих потребителей:

в Усть-Илимском энергорайоне – ОАО «РЖД» и нефтеперекачивающих станций ООО «Транснефть-Восток» (НПС);

в Братском энергорайоне — Сибирский электрометаллургический завод, НПС №1;

в Иркутско-Черемховском энергорайоне прирост связан с ростом бытовой нагрузки (г. Иркутск, г. Ангарск).

Таблица 38. Прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2016–2021 годы

Энергорайон	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Усть-Илимский энергорайон	млн кВт·ч	3 711	3 744	3 972	4 237	4 347	4 470
	МВт	608	634	679	683	698	698
Братский энергорайон	млн кВт·ч	23 075	23 108	23 195	23 296	23 322	23 327
	МВт	2 870	2 872	2 905	2 911	2 913	2 913
Бодайбинский энергорайон	млн кВт·ч	774	774	774	987	1 275	1 404
	МВт	120	120	120	190	219	219
Иркутско-Черемховский энергорайон	млн кВт·ч	21 063	21 072	21 156	21 167	21 172	21 190
	МВт	3 477	3 484	3 486	3 486	3 486	3 486
Тулунско-Зиминский энергорайон	млн кВт·ч	4 040	4 042	4 046	4 050	4 053	4 056
	МВт	592	593	595	596	598	599
Электропотребление, всего	млн кВт·ч	52 664	52 740	53 143	53 737	54 169	54 447
Максимум нагрузки потребления (собственный)	МВт	7 667	7 703	7 785	7 866	7 914	7 915

В таблице 39 приведена информация по прогнозу электропотребления крупными потребителями Иркутской области. Таблица 39 сформирована на основании данных потребителей, предоставивших информацию. 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 (АО «Ангарская нефтехимическая компания», Братский завод ферросплавов, Иркутский авиационный завод).

Таблица 39. Прогноз электропотребления крупными промышленными потребителями Иркутской области⁴, млн. кВт. ч

Наименование потребителя	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Филиал ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	891,337	894,212	894,189	894,195	896,688	896,688
Филиал ОАО «Группа «Илим» в г. Братске	1445,654	1445,654	1445,654	1445,654	1445,654	1445,654
ОАО «Братский завод ферросплавов»	868,0	866,0	866,0	1017,0	1017,0	1017,0
ОАО «РУСАЛ Братск»	17112,679	17065,923	17065,923	17065,923	17065,923	17065,923
Филиал ОАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехове	6447	6686	6686	6686	6704	6686
АО «Ангарская нефтехимическая компания»	1085	1129	1052	1075	1090	1075
ОАО «Усольехимпром»	5,443	5,443	5,443	5,443	5,443	5,443
Иркутский авиационный завод — филиал ПАО «Корпорация «Иркут»	151,1	157,2	165,1	166,7	168,4	170,1
Филиал ОАО «РЖД» Восточно-Сибирская железная дорога»	3005,17	3119,94	3234,71	3346,954	н/д	н/д
ОАО «Корлуновский горно-обогатительный комбинат»	416	472	473	473	473	472
ОАО «Ангарский электролизный химический комбинат»	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
АО «Ангарский завод полимеров»	248	248	248	224	251	251

⁴ — Составлено по данным компаний и предприятий.

Глава 4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Иркутской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта с учетом максимального развития когенерации. Обоснование предложений по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость)

В соответствии с данными Схемы и программы развития ЕЭС России на 2016-2022 годы в период до 2021 планируется строительство и ввод в эксплуатацию электростанции на солнечных батареях ООО «МРЦ Энергохолдинг» Заря СЭС мощностью 15 МВт в 2018 году. В соответствии с информацией, предоставленной ООО «МРЦ Энергохолдинг», место размещения электростанции СЭС «ЗАРЯ» в настоящий момент не определено, осуществляется выбор участка.

Перечень планируемых к строительству и реконструкции генерирующих объектов представлен в таблице 40. Перечень планируемых к выводу из эксплуатации генерирующих мощностей представлен в таблице 41.

В соответствии с информацией, предоставленной ПАО «Иркутскэнерго», предполагается модернизация 4-х агрегатов Усть-Илимской ГЭС с суммарным увеличением мощности 40 МВт и модернизация 3-х агрегатов Иркутской ГЭС с суммарным увеличением мощности 52,5 МВт. ПАО «Иркутскэнерго» предполагается прирост мощности величиной 92,5 МВт. Однако, данные вводы оборудования имеют низкую вероятность ввода в связи с отсутствием финансирования данных мероприятий, а также подтверждения необходимости проведения данных работ заявками на технологическое присоединение новых потребителей или режимной ситуацией. Заявки на проведение перемеркировки, модернизации или присоединения вышеуказанной мощности ПАО «Иркутскэнерго» отсутствуют.

Также в периоде СИПР по информации ПАО «Иркутскэнерго» рассматривается возможность начала строительства Тельмамской ГЭС. Возможный год ввода — после 2021 года. Мощность Тельмамской ГЭС — 450 МВт (3×150 МВт), плановая среднегодовая выработка — 1 580 млн кВт·ч.

Тельмамская ГЭС может стать верхней ступенью каскада ГЭС на р. Мамакан. Зона влияния Тельмамской ГЭС в основном распространяется на Бодайбинский энергорайон, а также районы, прилегающие к западному участку БАМа Иркутской и Бурятской энергосистем. ГЭС может привести к снижению существующего энергодефицита и покрытия перспективных нагрузок, связанных с разработкой крупных золоторудных месторождений в Бодайбинском районе, в том числе Сухой Лог. Кроме того, создание на Тельмамской ГЭС водохранилища годичного регулирования может привести к значительному увеличению выработки электроэнергии, гарантированной и располагаемой мощности на существующей Мамаканской ГЭС.

Таблица 40. Перечень планируемых к строительству и модернизации генерирующих мощностей в период до 2021 года

Наименование станции	Вид топлива	Тип ввода	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2016-2021
ЗАРЯ СЭС ООО «ИРЦ ЭНЕРГОХОЛДИНГ»									
51 солнечные агрегаты	нет топлива	новое строительство			15,0				15,0
Всего по станции:	-	-			15,0				15,0

Таблица 41. Перечень планируемых к выводу из эксплуатации генерирующих мощностей в период до 2021 года

Наименование станции	Вид топлива	Тип демонтажа	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2016-2021
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ПАО «ИркутскЭнерго»									
5 П-19-90	Уголь Иркутский	окончательный	19						19,0
Всего по станции:	-	-	19						19,0

Глава 5. 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 с оценкой плановых значений показателя надежности оказываемых услуг территориальными распределительными организациями с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем

В соответствии с данными Схемы и программы развития ЕЭС России на 2016-2022 годы, а также с инвестиционными программами и информацией собственников в период до 2021 года планируются вводы следующих сетевых объектов и выполнение следующих мероприятий:

По сети 500 кВ:

ПС 500 кВ Усть-Кут;

ПС 500 кВ Тайшет (установка третьего АТ 500/110кВ 250МВА);

Заход ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Якурим (ВЛ-574) (временно работает на напряжение 220 кВ) на ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут и ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Якурим;

ВЛ 500 кВ Усть-Кут — Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Северобайкальская — Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальская — Ангоя;

ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут № 2.

Выполнение данных мероприятий необходимо для развития потребителей Иркутской области, Республики Бурятия, БАМа, ТС ВСТО, ОАО «РЖД».

АТ 500/220 кВ ПС 500 кВ Озерная.

Выполнение данных мероприятий необходимо для присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода ООО «РУСАЛ Тайшет».

По сети 220 кВ:

ВЛ 220 кВ Ключи — Шелехово №2;

Перевод ВЛ 220 кВ Шелехово — БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка I цепь (ШБЦ-269) с ПС 220 кВ Шелехово на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Ключи;

ПС 220 кВ Шелехово (установка второго АТ 200 МВА);

Выполнение данных мероприятий необходимо для завершения мероприятий по схеме внешнего электроснабжения Иркутского алюминиевого завода.

ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Заводская № 2 с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — НПС-4 с отпайкой на ПС 220 кВ Заводская (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская);

ПС 220 кВ СЭМЗ;

Отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Заводская № 1 и № 2 на ПС 220 кВ СЭМЗ;

Выполнение данных мероприятий необходимо для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «СЭМЗ».

Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дядя, Чаянгро;

ПС 220 кВ Мамакан (реконструкция с установкой второго АТ 125 МВА, 2СШ 220 кВ, ОСШ 220 кВ, 2СШ 110 кВ, ОСШ 110 кВ);

ВЛ 220 кВ Мамакан — Сухой лог № 1 и № 2;

ВЛ 220 кВ Пеледуй — Чертово Корято № 1 и № 2 (перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс на проектное напряжение 220 кВ, строительство второй ВЛ);

ВЛ 220 кВ Чертово Корято — Сухой Лог № 1 и № 2 (перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс на проектное напряжение 220 кВ, строительство второй ВЛ);

ПС 220 кВ Чертово Корято (2×63 МВА);

ПС 220 кВ Сухой Лог (2×63 МВА);

Выполнение данных мероприятий (в составе комплекса мероприятий, приведенных в разделе III-2) необходимо для потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области, минимизации рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления и обеспечения технологического присоединения новых потребителей.

Участок ВЛ от ПС 220 кВ НПС-7 до ВЛ 220 кВ НПС-8 — НПС-9 с образованием ВЛ 220 кВ НПС-7 — НПС-9 № 1 и № 2 с отпайками на ПС 220кВ НПС-8 (2×160 км);

ПС 220 кВ НПС-9 (2×40 МВА, 2УШР×25 Мвар);

ПС 220 кВ НПС-8 (2×40 МВА);

ВЛ 220 кВ Усть-Кут — НПС-6 № 1 и № 2

ПС 220 кВ НПС-6 (2×40 МВА);

ВЛ 220 кВ НПС-6 — НПС-7 № 1 и № 2;

ПС 220 кВ НПС-7 (2×40 МВА);

ВЛ 220 кВ Братский ГПЛ — НПС-3 № 1 и № 2;

ПС 220 кВ НПС-3 (2×40 МВА);

ПС 220 кВ НПС-2 (2×40 МВА);

ВЛ 220 кВ Коршуниха — НПС-5 I и II цепь;

ПС 220 кВ НПС-5 (2×25 МВА);

ВЛ 220 кВ Пеледуй — НПС-9 № 1 и № 2 (2×260 км, из них 135 км — длина участка существующей ВЛ);

ВЛ 220 кВ НПС-9 — НПС-8 № 1 и № 2 (2×96 км);

ВЛ 220 кВ НПС-3 — НПС-2 № 1 и № 2 (2×110 км).

Выполнение данных мероприятий запланировано с целью ТП ТС ВСТО и, в части объектов, образующих транзит Усть-Кут – Пеледуй, позволят повысить надежность электроснабжения и возможность развития потребителей БАМ и Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области.

В соответствии с инвестиционной программой АО «Витимэнерго» на 2015-2017 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 23 декабря 2014 года № 945 запланировано выполнение следующих мероприятий:

реконструкция ПС 220 кВ Мамакан с расширением 1 СШ 220 кВ и 2 СШ 220 кВ на две ячейки для подключения ВЛ 220 кВ Сухой Лог — Мамакан № 1 и № 2. Год начала строительства 2016. Год окончания строительства 2017;

перевод ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро. Год начала строительства 2016. Год окончания строительства 2021;

установка БСК 30 Мвар на подстанциях Бодайбинского энергорайона в 2015 году (реализация перенесена на 2016 год);

В соответствии с утвержденной СиПР ЕЭС на период 2016-2022 годы сроки выполнения указанных мероприятий следующие:

реконструкция ПС 220 кВ Мамакан – 2016 год;

перевод ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро – 2018 год;

В настоящее время выполняется корректировка инвестиционной программы АО «Витимэнерго».

Глава 6. Прогноз роста генерирующих мощностей Иркутской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Ветроэнергетика

Потенциал развития генерации электроэнергии на ветрогенерирующих установках можно оценить по рисунку 10.

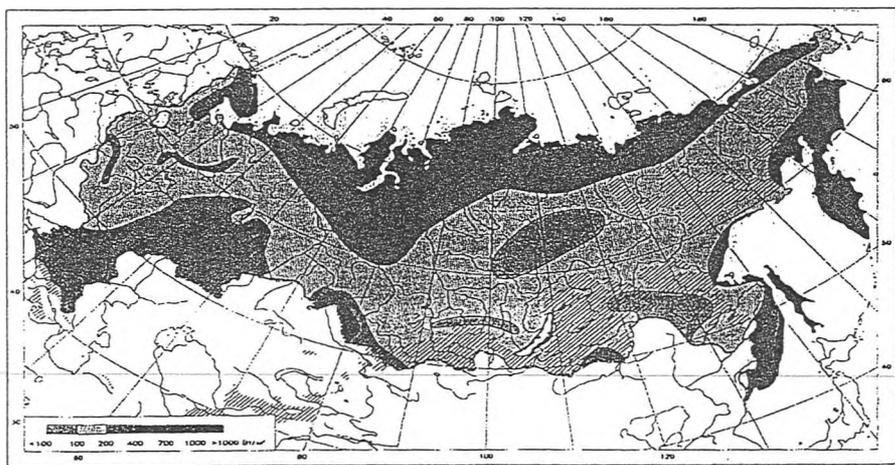


Рисунок 10. Распределение удельного ветропотенциала ($Вт/м^2$) на высоте 100 м

составляет от 1 700 до 2 000 часов в год, а на юге области — более 2 000 часов в год. Карта продолжительности сияния приведена на рисунке 12.

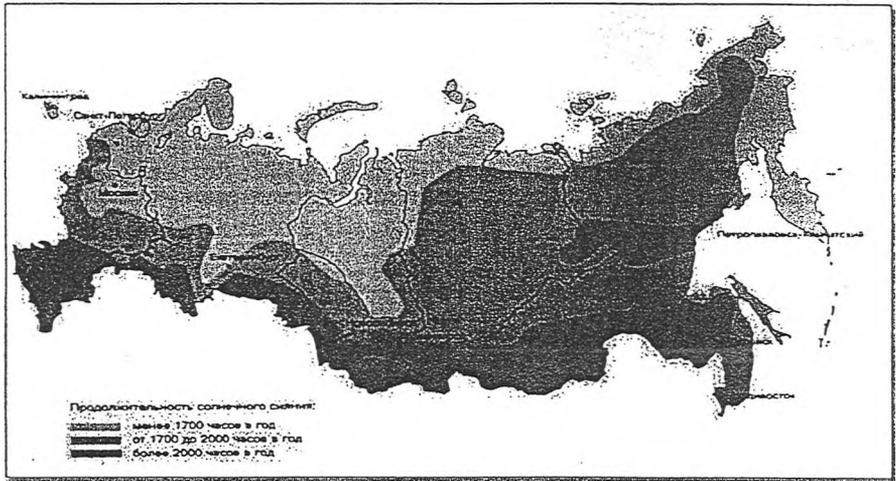


Рисунок 12. Карта продолжительности солнечного сияния на территории Российской Федерации

По приведенным выше картам можно оценить эффективность использования генерирующих установок на основе солнечных батарей как достаточно высокую, на основании чего ООО «МРЦ Энергохолдинг» реализует в Иркутской области проект «Заря СЭС» с началом реализации в 2018 году. Данный проект включен в Схему и программу развития ЕЭС России на период до 2021 года. Планируемая установленная мощность генерирующих установок составляет 15 МВт.

Однако, использование солнечного излучения на цели как тепло-, так и электроснабжения потребителей не является экономически целесообразным в силу капиталоемкости солнечных коллекторов и фотоэлектрических преобразователей.

Плановая величина капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности проекта ООО «МРЦ Энергохолдинг» составляет 106 194 руб./кВт, что гораздо выше стоимости получения электроэнергии на традиционных генерирующих установках.

В то же время некоторые районы Иркутской области обладают сравнительно хорошим потенциалом для строительства СЭС. Строительство таких электростанций целесообразно в том числе для сокращения потерь э/э в электросетях при условии наличия механизмов окупаемости инвестиций.

Биоэнергетика

Данный сегмент возобновляемых источников энергии при производстве электрической и тепловой энергии в качестве сырья использует биотопливо —

топливо, получаемое из биологического сырья. По типу исходного сырья различают три вида биотоплива: биологические отходы, лигноцеллюлозные соединения и водоросли.

Из биотоплива первого поколения наиболее перспективным направлением является использование леса. В связи с тем, что в Иркутской области посевные площади растений, отходы которых могут быть использованы для производства биотоплива, не достаточно велики, как и поголовье крупного рогатого скота, свиней и птицы, то использование данного типа сырья для выработки электроэнергии в промышленных масштабах не является перспективным.

Для биотоплива второго поколения требуются достаточно большие посевные площади. Но в Иркутской области распространены следующие виды почв: под лесным массивом и водораздельных пространствах преимущественно слабоподзолистая почва (глубина около 10 см), а под пашней серые деградированные почвы (почва с ухудшенным плодородием). В лесостепных районах Иркутской области на карбонатных породах (преобладание минералов кальцита и доломита на глубине до 1 000 метров) расположены дерново-карбонатные почвы (содержат большое количество гумуса). На открытых южных склонах встречаются маломощные выщелоченные черноземы. На низменных участках преобладание засоленных почв (большое количество минеральных солей). В связи с малой площадью пригодных для высокоэффективного земледелия (по сравнению с черноземными регионами) получение биотоплива второго поколения на территории Иркутской области не имеет перспективы.

Биотопливо третьего поколения получается из специальных водорослей с высоким содержанием масла. Такие виды водорослей очень чувствительны к низкой температуре и требуют высокую температуру для активного роста. В условиях затяжной зимы и среднегодовой температуры на уровне 0 С данная технология в открытых водоемах не может быть применена.

Гидроэнергетика

На территории Иркутской области общие потенциальные запасы гидроэнергоресурсов оцениваются в 200-250 млрд кВт·ч/год, в том числе технически возможных к использованию примерно в 190 млрд кВт·ч/год. В настоящее время вовлечена в оборот только треть имеющихся гидроресурсов. Однако, с завершением строительства Иркутской, Братской, Усть-Илимской и Богучанской ГЭС в хозяйственный оборот были вовлечены наиболее эффективные гидроэнергоресурсы Ангары. Оставшийся гидроэнергетический потенциал может быть использован только в отдаленной перспективе, путем строительства средних и малых ГЭС на притоках Ангары, реках бассейна Лены и Нижней Тунгуски.

Большое количество гидроресурсов Иркутской области позволяет сделать вывод о высоком приоритете над другими возобновляемыми источниками энергии для условий Иркутской области 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. 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.

В настоящее время возведение небольших гидроэлектростанций сдерживается целым рядом причин. Во-первых, в Приангарье уже имеется избыток энерго мощностей. Во-вторых, отсутствуют инвестиционные ресурсы, необходимые для строительства новых ГЭС. В-третьих, технико-экономические показатели небольших гидроэлектростанций (в сравнении с ГЭС Ангарского каскада) существенно ниже.

Глава 7. Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности на 5-летний период

С целью выявления возможных балансовых дефицитов или избытков, определяющих требования к развитию основных электрических сетей, в соответствии с ожидаемой потребностью в мощности и электрической энергии с учетом прогнозируемых наиболее вероятных вводов мощности на электростанциях, формируется баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Иркутской области на час прохождения собственного максимума нагрузки; кроме того, отражены дополнительные вводы мощностей в рассматриваемой перспективе.

Динамика баланса мощности энергосистемы Иркутской области на период до 2021 года (на основе прогноза потребления системного оператора) представлена в таблице 42.

Таблица 42. Перспективные балансы мощности энергосистемы Иркутской области, МВт

Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Максимум нагрузки	7667	7703	7785	7866	7914	7915
Установленная мощность на конец года	13230,1	13230,1	13245,1	13245,1	13245,1	13245,1
ГЭС, в том числе:	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ГЭС ПАО «Иркутскэнерго», в т. ч.:	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4
Иркутская ГЭС	662,4	662,4	662,4	662,4	662,4	662,4
Братская ГЭС	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Усть-Илимская ГЭС	3840	3840	3840	3840	3840	3840
ГЭС других ведомств, в т. ч.:	86	86	86	86	86	86
Мамканская ГЭС	86	86	86	86	86	86
ТЭС, в том числе:	4141,7	4141,7	4141,7	4141,7	4141,7	4141,7
ТЭС ПАО «Иркутскэнерго», в т. ч.:	3960	3960	3960	3960	3960	3960
Иркутская ТЭЦ-6	270	270	270	270	270	270
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	12	12	12	12	12	12

Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Иркутская ТЭЦ-9	540	540	540	540	540	540
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9	147	147	147	147	147	147
Иркутская ТЭЦ-10	1110	1110	1110	1110	1110	1110
Иркутская ТЭЦ-11	350	350	350	350	350	350
Иркутская ТЭЦ-12	12	12	12	12	12	12
Иркутская ТЭЦ-16	18	18	18	18	18	18
Ново-Иркутская ТЭЦ	708	708	708	708	708	708
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18	18	18	18	18	18
Ново-Зиминская ТЭЦ	260	260	260	260	260	260
Усть-Илимская ТЭЦ	515	515	515	515	515	515
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	24	24	24	24	24	24
Электростанции промышленных предприятий, в т. ч.:	157	157	157	157	157	157
ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске	113	113	113	113	113	113
ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	44	44	44	44	44	44
ВИЭ, в том числе:	0	0	15	15	15	15
Заря СЭС ООО «МРЦ Энергохолдинг»	0	0	15	15	15	15
Прогнозная располагаемая мощность электростанций Иркутской области	10878	11886	12242	12569	12781	12789
Избыток (+) / Дефицит (-)	3211	4183	4457	4703	4867	4874

Баланс электрической энергии до 2021 года представлен в таблице 43.

Таблица 43. Баланс электрической энергии в Иркутской области на период до 2021 года, млн. кВт.ч

Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление	52664	52740	53143	53737	54169	54447
Выработка, в т. ч.:	49443	56744	56790	56867	56921	56986
ГЭС ПАО «Иркутскэнерго»	37886	46004	46004	46004	46004	46004
Мамаканская ГЭС	356	356	356	356	356	356
ТЭС ПАО «Иркутскэнерго»	10370	9552	9598	9648	9702	9767
Электростанции промышленных предприятий розничного рынка	832	832	832	832	832	832
ВИЭ	0	0	0	27	27	27
Сальдо-переток	3221	-4004	-3647	-3130	-2752	-2539

Баланс мощности и электроэнергии Иркутской энергосистемы на всем протяжении рассматриваемого периода за исключением 2016 года является избыточным.

Глава 8. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электрической энергии и мощности) на 5-летний период

Представленные в Главе 7 перспективные балансы мощности по энергосистеме Иркутской области приведены без учета строительства первого блока Ленской ТЭС, так как отсутствуют определенные планы по сооружению ТЭС.

Также в Главе 7 не учтены предполагаемые ЛАО «Иркутскэнерго» мероприятия по реконструкции и перемаркировке существующего генерирующего оборудования, как не подтвержденные заявками либо режимной необходимостью и не имеющие источников финансирования.

Расходная часть баланса электрической энергии и мощности учитывает естественный рост электропотребления существующих потребителей и появление новых энергоемких потребителей, таких как Сибирский электрометаллургический завод в Братске (ЗАО «СЭМЗ»), нефтеперекачивающих станций, новых золоторудных месторождений в Бодайбинском районе (Вернинское, Голец Высочайший, Угаханский, Чертово Корято), увеличение потребления ОАО «РЖД».

В 2016 году сохраняется положительное значение сальдо-перетока электроэнергии, связанное с гидрологической обстановкой. Рост производства электроэнергии в 2017 году прогнозируется в объеме 7 301 млн кВт·ч, рост потребления электроэнергии прогнозируется в объеме 76 млн кВт·ч, в связи с чем начиная с 2017 года прогнозируется изменение направления перетоков электроэнергии в пользу выдачи в соседние энергосистемы. Значение выработки на ТЭС изменяется незначительно, рост суммарной выработки может быть связан с возрастом объема выработки ГЭС в объем значений характерных для благоприятной гидрологической обстановки.

Баланс электроэнергии и мощности по-прежнему остается избыточным, однако, ситуация 2015 года со снижением уровня выработки электроэнергии Ангарским каскадом ГЭС в связи с неблагоприятной гидрологической обстановкой, а также выходом на проектную мощность Богучанской ГЭС позволяет рассматривать строительство и модернизацию существующих станций как дополнительный вариант сохранения общей благоприятной ситуации по соотношению потребления и выработки электроэнергии и мощности, что однако не исключает необходимости усиления межсистемных связей для передачи избытков мощности в другие энергосистемы при изменении гидрологической ситуации.

Глава 9. Формирование перечня объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе для устранения энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Иркутской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Перечень объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе для устранения энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Иркутской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше представлен в таблице 44.

Таблица 44. Перечень объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе для устранения энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Иркутской области, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
БСК 30 Мвар в Бодайбинском энергорайоне	30 Мвар	Минимизация рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления	2016	Ввод ограничений в связи с превышением МДП в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан»	АО «Витимэнерго» на 2015-2017 гг., на 2015 г./не подлежит учету
БСК 40 Мвар ПС 220 кВ Северобайкальская (Республика Бурятия)	2×20 Мвар		2016		ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг., 2016 г./не подлежит учету
Заход ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Якурим (ВЛ-574) на ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут и ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Якурим	3 км	Минимизация рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления. Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей (в том числе объектов ВСТО, ОАО «РЖД» и	2018	Ввод ограничений в связи с превышением МДП в контролируемых сечениях «Таксимо — Мамакан», «Иркутск — Бурятия (Северобайкальский участок)» Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2016 г., ПАО «ФСК ЕЭС» 2016-2020 гг. (ПИР)/есть
ПС 500 кВ Усть-Кут (с выделением пускового комплекса с включением в объеме РУ-220 кВ в 2017 г.)	(501+167) МВА, ЦПР 180 Мвар, УЦПР 180 Мвар, БСК 2×52 Мвар		668 МВА — 2018, 360 Мвар — 2018, 104 Мвар — 2017		ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг., 2019 г./есть

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
Заходы ВЛ 220 кВ Коршуниха — Звездная на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут	2 км	золотодобывающих предприятий Бодайбинского энергорайона)	2017		ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2016 г./есть
Заходы ВЛ 220 кВ Лена — Якурим на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут	2 км		2017		ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2016 г./есть
ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут № 2	300 км, ЦПР 180 Мвар	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД», ООО «Байкальская горная компания»	2019	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг., 2020 г./есть

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Северобайкальская — Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальская — Ангоя с ВЛ 500 кВ Усть-Кут — Нижнеангарская	(501+167) МВА, ШР 180 Мвар, 290 км, УШР 2×63 Мвар	Минимизация рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления. Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД», ООО «Байкальская горная компания»	2019	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг., 2020 г. /есть
ВЛ 220 кВ Сухой Лог — Мамакан № 1 и № 2	2×169,9 км	Минимизация рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления. Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей (в том числе объектов ВСТО, ОАО «РЖД» и золотодобывающих предприятий Бодайбинского энергорайона)	2018	Ввод ограничений в связи с превышением МДП в контролируемых сечениях «Таксимо — Мамакан». «Иркутск — Бурятия (Северобайкальский участок)»	ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг., 2019 г. /есть
ВЛ 220 кВ Пеледуй — Чертово Корьго № 1 и № 2 (перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс на проектное напряжение 220 кВ, строительство второй ВЛ)	190 км	Минимизация рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления. Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей (в том числе объектов ВСТО, ОАО «РЖД» и золотодобывающих предприятий Бодайбинского энергорайона)	2018	«Иркутск — Бурятия (Северобайкальский участок)» Невыполнение	ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг., 2019 г. /есть

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ВЛ 220 кВ Чертово Корьго — Сухой Лог № 1 и № 2 (перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс на проектное напряжение 220 кВ, строительство второй ВЛ)	73,85 км (в СиПР — 58 км)	устройств новых потребителей (в том числе объектов ВСТО, ОАО «РЖД» и золотодобывающих предприятий Бодайбинского энергорайона)	2018	мероприятий, необходимых для осуществления ТП	ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг., 2019 г. /есть
ПС 220 кВ Сухой Лог	2×63 МВА		2018		ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг., 2019 г. /есть
ПС 220 кВ Чертово Корьго	2×63 МВА		2018		ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг., 2019 г. /есть
ВЛ 220 кВ Пеледуй — НПС-9 № 1 и № 2	2×260 км, из них 135 км — длина участка существующей ВЛ		2017		-/есть
ПС 220 кВ НПС-9	2×40 МВА, УШР 2×25 Мвар		2017		-/есть
ВЛ 220 кВ НПС-9 — НПС-8 № 1 и № 2	2×96 км		2017		-/есть
ПС 220 кВ НПС-8	2×40 МВА		2017		-/есть

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
Участок ВЛ от ПС 220 кВ НПС-7 до ВЛ 220 кВ НПС-8 — НПС-9 с образованием ВЛ 220 кВ НПС-7 — НПС-9 № 1, № 2 с отпайками на ПС 220 кВ НПС-8	2×160 км		2018		ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг., 2019 г. /есть
ВЛ 220 кВ Усть-Кут — НПС-6 № 1 и № 2	61,782 км, 61,85 км		2017		-/есть
ВЛ 220 кВ НПС-6 — НПС-7 № 1 и № 2	2×140 км		2018		-/есть
ПС 220 кВ НПС-6	2×40 МВА		2017		-/есть
ПС 220 кВ НПС-7	2×40 МВА		2018		-/есть
ВЛ 220 кВ Братский IIII — НПС-3 № 1, № 2	31,35 км, 31,6 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Транснефть-Восток»	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	-/есть
ВЛ 220 кВ НПС-3 — НПС-2 № 1 и № 2	2×110 км		2019		-/есть
ПС 220 кВ НПС-3	2×40 МВА		2017		-/есть
ПС 220 кВ НПС-2	2×40 МВА		2019		-/есть
ВЛ 220 кВ Коршуниха — НПС-5 № 1 и № 2	2×11 км		2019		-/есть
ПС 220 кВ НПС-5	2×25 МВА		2019		-/есть
ПС 500 кВ Озерная	3×501 МВА, БСК 4×100 Мвар, УШР 2×100 Мвар		Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств		501 МВА — 2019, 1002 МВА — 2020, 300 Мвар — 2019, 300 Мвар — 2020

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ВЛ 220 кВ Озерная — ТАЭ	4×2 км	Тайшетского алюминиевого завода ООО «РУСАЛ Тайшет»	4 км — 2019, 4 км — 2020		-/
ПС 500 кВ Тайшет (установка третьего АТ 500/110 кВ)	250 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	2018	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	-/
ВЛ 220 кВ Ключи — Шелехово № 2	1 км	Завершение мероприятий по схеме внешнего электроснабжения Иркутского алюминиевого завода	2017	Прекращение электроснабжения V серии ИАЗа при погашении ОРУ-500 кВ ПС 500 кВ Ключи	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2016 г. (в рамках реконструкции ПС 220 кВ Шелехово) /-
Перевод ВЛ 220 кВ Шелехово — БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка I цепь (ШБЦ-269) с ПС 220 кВ Шелехово на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Ключи	1 км		2017	Невозможность ввода в работу ВЛ 220 кВ Ключи — Шелехово № 2 (освобождение ячейки 220 кВ на ПС 220 кВ Шелехово)	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2016 г. (в рамках реконструкции ПС 220 кВ Шелехово) /-
ПС 220 кВ Шелехово (установка второго АТ 200 МВА)	200 МВА		2017	-	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2016 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Заводская № 2 с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская)	11 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «СЭМЗ»	2016	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	-/есть
ПС 220 кВ СЭМЗ	2×40 МВА		2016		-/-
Отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Заводская № 1 и № 2 на ПС 220 кВ СЭМЗ	2×2 км		2016		-/-
Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дядя, Чаангро	1×25 МВА, 1×25 МВА	Минимизация рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления.	2018	Ввод ограничений в связи с превышением МДП в контролируемых сечениях «Таксимо —	АО «Витимэнерго» на 2015-2017 гг., 2021 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ПС 220 кВ Мамакан (реконструкция с установкой второго АТ, 2СШ 220 кВ, ОСШ 220 кВ, 2СШ 110 кВ, ОСШ 110 кВ)	125 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей (в том числе объектов ОАО «РЖД» и золотодобывающих предприятий Бодайбинского энергорайона)	2016	Мамакан» Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	АО «Витимэнерго» на 2015-2017 гг., 2016 г./есть
ПС 220 кВ Слюдянка (замена одного АТ 63 МВА на АТ 125 МВА), установка АЛАР	125 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «МРСК Сибири»	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	-/-
ПС 220 кВ Коршуника, замена АТ 220/110 кВ	2×200 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2020 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ПС 220 кВ Светлая, установка трансформаторов	2×63 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ВостСибСтрой»	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2016 г. /-
ПС 220 кВ Бытовая (замена трансформаторов 220/6 кВ на 220/10 кВ без увеличения мощности)	2×63 МВА	В целях исключения двойной трансформации 220/6 кВ и 6/10 кВ	2017	-	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2020 г. /-
ПС 220 кВ Чудничный с заходом ВЛ 220 кВ Якурим — Ния на ПС 220 кВ Чудничный с установкой двух трансформаторов 2×40 МВА и длиной заходов 2×1,5 км	2×40 МВА 2×1,5 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» на транзите 220 кВ Лена — Киренга (выполнения программы Восточный полигон)	2019	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	Проект ИП ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2017 г. /-
ПС 220 кВ Небель с заходом ВЛ 220 кВ Звездная — Киренга на ПС 220 кВ Небель с установкой двух трансформаторов 2×40 МВА и длиной заходов 2×1,5 км	2×40 МВА 2×1,5 км		2019		Проект ИП ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2017 г. /-
					-/-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ПС 500 кВ Иркутская, ОРУ 220 кВ. Реконструкция с заменой выключателей 220 кВ		Обеспечение соответствия отключающей способности выключателей уровням токов КЗ	2015, 2016, 2017, 2018, 2019	Повреждение оборудования при КЗ	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2019 г. (в части 2-х выключателей 220 кВ) /-
Реконструкция УРЗА ВЛ 500 кВ Братский ПП — Ново-Зиминская (ВЛ-560) для реализации ОАПВ		Исключение рисков отключения ВЛ при однофазных КЗ, минимизация рисков действия ПА	2016	Отсутствие ОАПВ приводит к избыточному срабатыванию комплексов ПА при однофазных КЗ с управляющим воздействием на отключение нагрузки в Иркутской энергосистеме	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2017 г. /-
Реконструкция УРЗА ВЛ 500 кВ УПК Тыреть — Иркутская (ВЛ-555) для реализации ОАПВ с заменой выключателей на УПК Тыреть 500 кВ		Исключение рисков отключения ВЛ при однофазных КЗ, минимизация рисков действия ПА	2017	Отсутствие ОАПВ приводит к избыточному срабатыванию комплексов ПА при однофазных КЗ с управляющим воздействием на отключение нагрузки в Иркутской энергосистеме	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2017 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнении мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
Реконструкция УРЗА ВЛ 500 кВ Ново-Зиминская — УПК Тыреть (ВЛ-568) для реализации ОАПВ с заменой выключателей на УПК Тыреть 500 кВ и ПС 500 кВ Ново-Зиминская		Исключение рисков отключения ВЛ при однофазных КЗ, минимизация рисков действия ПА	2017	Отсутствие ОАПВ приводит к избыточному срабатыванию комплексов ПА при однофазных КЗ с управляющим воздействием на отключение нагрузки в Иркутской энергосистеме	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2018 г. /-
Реконструкция УРЗА ВЛ 500 кВ Тулун — УПК Тыреть (ВЛ-563) для реализации ОАПВ с заменой выключателей на УПК Тыреть 500 кВ		Исключение рисков отключения ВЛ при однофазных КЗ, минимизация рисков действия ПА	2017	Отсутствие ОАПВ приводит к избыточному срабатыванию комплексов ПА при однофазных КЗ с управляющим воздействием на отключение нагрузки в Иркутской энергосистеме	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2016 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнении мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
Реконструкция УРЗА ВЛ 500 кВ Братская ГЭС — Тулун № 1 (ВЛ-561) для реализации ОАПВ		Исключение рисков отключения ВЛ при однофазных КЗ, минимизация рисков действия ПА	2018	Отсутствие ОАПВ приводит к избыточному срабатыванию комплексов ПА при однофазных КЗ с управляющим воздействием на отключение нагрузки в Иркутской энергосистеме	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2017 г. /-
Реконструкция УРЗА ВЛ 500 кВ Братская ГЭС — Тулун № 2 (ВЛ-562) для реализации ОАПВ		Исключение рисков отключения ВЛ при однофазных КЗ, минимизация рисков действия ПА	2018	Отсутствие ОАПВ приводит к избыточному срабатыванию комплексов ПА при однофазных КЗ с управляющим воздействием на отключение нагрузки в Иркутской энергосистеме	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2017 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
Реконструкция ВЛ 500 кВ Тулун — Ново-Зиминская (ВЛ-564) для реализации ОАПВ		Исключение рисков отключения ВЛ при однофазных КЗ, минимизация рисков действия ПА	2018	Отсутствие ОАПВ приводит к избыточному срабатыванию комплексов ПА при однофазных КЗ с управляющим воздействием на отключение нагрузки в Иркутской энергосистеме	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2018 г. /-
Реконструкция ВЛ 500 кВ Братская ГЭС — Братский ПП №1 (ВЛ-569) для реализации ОАПВ		Исключение рисков отключения ВЛ при однофазных КЗ, минимизация рисков действия ПА	2019	Отсутствие ОАПВ приводит к избыточному срабатыванию комплексов ПА при однофазных КЗ с управляющим воздействием на отключение нагрузки в Иркутской энергосистеме	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2018 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
Реконструкция ВЛ 500 кВ Братская ГЭС — Братский ПП №2 (ВЛ-570) для реализации ОАПВ		Исключение рисков отключения ВЛ при однофазных КЗ, минимизация рисков действия ПА	2019	Отсутствие ОАПВ приводит к избыточному срабатыванию комплексов ПА при однофазных КЗ с управляющим воздействием на отключение нагрузки в Иркутской энергосистеме	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2018 г. /-
Реконструкция ГС 500 кВ Тайшет с заменой выключателей 110 кВ		Обеспечение соответствия отключающей способности выключателей уровням токов КЗ (при выводе в ремонт 1СШ 110 кВ режимные мероприятия по снижению уровней ТКЗ отсутствуют)	2017-2022	Повреждение оборудования при КЗ	-/-
Реконструкция ГС 220 кВ Правобережная с заменой выключателя 110 кВ (ОВ-110)		Обеспечение соответствия отключающей способности выключателей уровням токов КЗ	2017	Повреждение оборудования при КЗ	-/-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (исполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ПС 220 кВ Киренга. Установка комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ		Создание основной быстродействующей защиты	2016	Отсутствие комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ приводит к необходимости работы в вынужденном режиме в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан»	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2015 г. /-
ПС 220 кВ Кортуниха. Установка комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ		Создание основной быстродействующей защиты	2016	Отсутствие комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ приводит к необходимости работы в вынужденном режиме в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан»	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2015 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ПС 220 кВ Ния. Установка комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ		Создание основной быстродействующей защиты	2016	Отсутствие комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ приводит к необходимости работы в вынужденном режиме в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан»	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2016 г. /-
ПС 220 кВ Звездная. Установка комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ		Создание основной быстродействующей защиты	2016	Отсутствие комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ приводит к необходимости работы в вынужденном режиме в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан»	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2016 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ПС 220 кВ Якурим. Установка комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ. Установка регистраторов аварийных событий		Создание основной быстродействующей защиты	2016	Отсутствие комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ приводит к необходимости работы в вынужденном режиме в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан»	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2016 г. /-
ПС 220 кВ Ульянов. Установка комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ		Создание основной быстродействующей защиты	2016	Отсутствие комплектов основных быстродействующих защит ВЛ 220 кВ приводит к необходимости работы в вынужденном режиме в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан»	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2016 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
Замена на ПС 220 кВ Слюдянка автоматики деления сети на устройство АЛАР		Исключение рисков нарушения электроснабжения потребителей транзита 110 кВ ПС 220 кВ Шелехово — ПС 220 кВ Слюдянка	2017	Отсутствие АЛАР на ПС 220 кВ Слюдянка приводит к нарушению электроснабжения потребителей транзита 110 кВ ПС 220 кВ Шелехово — ПС 220 кВ Слюдянка при излишнем срабатывании существующей автоматики деления сети при снижениях напряжения в электрической сети и отсутствии асинхронного режима	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2017 г. /-
Установка устройств РЗА на СВ 110 кВ ПС Тайшет-Запад	110 кВ	Минимизация рисков погашения ПС 110 кВ Тайшет-Запад	2020	Отсутствие РЗА на СВ 110 кВ ПС 110 кВ Тайшет-Запад приводит к погашению ПС 110 кВ Тайшет-Запад при КЗ	-/-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ВЛ 110 кВ Оперная — БЛПК I и II цепь	2×12 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «БЗФ» и ОАО «РЖД»	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	-/-
Двухцепная отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная I, II цепь до ПС 110 Пионерская, ПС 110 кВ Юбилейная	5 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «ПК «ДИТЭКО»	2016	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2015 г. /-
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — Ангарская № 2 с отпайкой на ПС Промышленная	2,2 км	Выполнение ПД по титулу «Одноцепная ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — Ангарская (№ II) с отпайкой на ПС Промышленная»	2016		ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2015 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
Реконструкция ГПП-2 110 кВ ПС 500 кВ Иркутская и рамках строительства участков ВЛ 110 кВ взамен ШП		Обеспечение технической возможности вывода из эксплуатации ШП-13, ШП-14, ШП-15, ШП-16 ОАО «Ангарский электролизный химический комбинат»	2016	Невыполнение мероприятий, необходимых для вывода из эксплуатации оборудования	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2016 г. /-
Сооружение 3 и 4 с.ш. 10 кВ ПС 110 кВ Горьковская с подключением ячеек к УОН и АЧР (2 этап)		Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «СибирьЭнергоТрайд»	2016	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2015 г. /-
Реконструкция с заменой провода 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		Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «ПК «ДИТЭКО»	2016	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2016 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
Подключение ПС 110 кВ Еловка по схеме заход-выход к ВЛ 110 кВ Иркутская-10 — Ново-Ленино с отпайками, переводом ПС 110 кВ Меет (ВСЖД) на отпаечную схему		Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «ПК «ДИТЭКО»	2016	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	-/-
ПП 110 кВ Разводной		Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «СибирьЭнергоТрэйд», ООО «Восточно-Сибирская строительная компания», ООО «Газпром добыча Иркутск»	2016	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	ОАО «ИЭСК» на 2015-2019 гг., 2015 г./-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ПС 110 кВ Кежемская с заменой 2-х трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА и установкой УПК, замена защит 110 кВ	40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» на транзите 110 кВ Коршуниха — Гидростроитель (выполнения программы Восточный полигон)	2016	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2016 г. /-
ПС 110 кВ Коршуниха с заменой 2-х трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА и установкой УПК	2×40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» на транзите 110 кВ Коршуниха — Гидростроитель (выполнения программы Восточный полигон)	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2016 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
Техническое перевооружение ОРУ 110 кВ ПС Чукша с заменой 2-х трансформаторов и установка УПК с установкой СВ 110 кВ с УРЗА	2×40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» на транзите 110 кВ Тайшет — Опорная (выполнения программы Восточный полигон)	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2016 г. /-
ПС 110 кВ Черная с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА и установкой УПК	40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» на транзите 110 кВ Коршуниха — Гидростроитель (выполнения программы Восточный полигон)	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2016 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ПС 110 кВ Невельская с заменой трансформатора с 25 МВА на 40 МВА и установкой УПК	40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» на транзите 110 кВ Тайшет — Опорная (выполнения программы Восточный полигон)	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2017 г. /-
ПС 110 кВ Усть-Кут с заменой 2-х трансформаторов 20 МВА на 40 МВА, замена защит 110 кВ	40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» на транзите 110 кВ Коршуниха — Лена (выполнения программы Восточный полигон)	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2017 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ПС 110 кВ Хребтовая с заменой трансформатора с 25 МВА на 40 МВА. Установка УПК, замена защиты 110 кВ	40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» на транзите 110 кВ Коршуниха — Лена (выполнения программы Восточный полигон).	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2017 г. /-
ПС 110 кВ Ручей с заменой 2-х трансформаторов с 25 МВА на 40 МВА, замена защиты 110 кВ	2×40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» на транзите 110 кВ Коршуниха — Лена (выполнения программы Восточный полигон)	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2017 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ПС 110 кВ Семиторск с заменой 2-х трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА, замена защиты 110 кВ	2×40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» на транзите 110 кВ Коршуниха — Лена (выполнения программы Восточный полигон)	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2017 г. /-
ПС 110 кВ Зяба с заменой 2-х трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА, замена защиты 110 кВ	2×40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» на транзите 110 кВ Коршуниха — Гидростроитель (выполнения программы Восточный полигон)	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	Проект ОАО «РЖД» на 2016-2018 гг., 2017 г. /-

Наименование мероприятия	Вводимая мощность	Назначение мероприятия	Предлагаемый срок окончания реализации мероприятия	Риски, возникающие при ненадлежащем выполнении мероприятий (невыполнение мероприятий)	Наличие мероприятия в ИП субъекта электроэнергетики/в схеме территориального планирования РФ в сфере энергетики
ГПП 110/6 кВ (АЗП)		Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Ангарского завода полимеров	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	-/
ПС 110 кВ ГПП ИАЗ (установка 4-го трансформатора 110/6 кВ). Реконструкция ячеек 110 кВ (ИА.З-А, ИА.З-Б) на ПС Ново-Ленино. Реконструкция с заменой провода двух ВЛ 110 кВ Ново-Ленино — ИАЗ		Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Иркутского авиационного завода — филиала ПАО «Корпорация «Иркут»	2017	Невыполнение мероприятий, необходимых для осуществления ТП	-/

Глава 10. Разработка предложений по корректировке Схемы и программы развития ЭЭС России (при необходимости)

На основании проведенных расчетов корректировка Схемы и программы развития ЭЭС России на 2016-2022 годы не требуется.

Глава 11. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года)

В соответствии с проведенными расчетами и объемом мероприятий, указанным в разделе IV–12, в период до 2021 года планируется выполнение следующих мероприятий по сети 110 кВ, касающихся ввода новых ПС и ВЛ, а также реконструкции существующих:

- строительство ВЛ 110 кВ Опорная — БЛПК I и II цепь;
- строительство двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная 1, II цепь до ПС 110 Пионерская, ПС 110 кВ Юбилейная;
- строительство ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — Ангарская № 2 с отпайкой на ПС Промышленная;
- реконструкция с заменой провода ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Мегет с отпайками;
- реконструкция с заменой провода ВЛ 110 кВ Ново-Ленино — Мегет с отпайками;
- реконструкция с заменой провода ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Ново-Ленино с отпайками;
- подключение ПС 110 кВ Еловка по схеме заход-выход к ВЛ 110 кВ Иркутская-10 — Ново-Ленино с отпайками, переводом ПС 110 кВ Мегет (ВСЖД) на отпаечную схему;
- реконструкция ПС 110 кВ Кежемская с заменой 2-х трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА, установкой УПК и замена защит 110 кВ;
- реконструкция ПС 110 кВ Коршуниха с заменой 2-х трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА и установкой УПК;
- техническое перевооружение ОРУ 110 кВ ПС Чукша с заменой 2-х трансформаторов и установка УПК с установкой СВ 110 кВ с УРЗА;
- реконструкция ПС 110 кВ Черная с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА и установкой УПК;
- реконструкция ПС 110 кВ Невельская с заменой трансформатора с 25 МВА на 40 МВА и установкой УПК;
- реконструкция ПС 110 кВ Усть-Кут с заменой 2-х трансформаторов 20 МВА на 40 МВА, замена защит 110 кВ;
- реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с заменой трансформатора с 25 МВА на 40 МВА. Установка УПК, замена защиты 110 кВ;
- реконструкция ПС 110 кВ Ручей с заменой 2-х трансформаторов с 25 МВА на 40 МВА, замена защиты 110 кВ;
- реконструкция ПС 110 кВ Семигорск с заменой 2-х трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА, замена защиты 110 кВ;

реконструкция ПС 110 кВ Зяба с заменой 2-х трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА, замена защиты 110 кВ;

ГПП 110/6 (АЗП) с установкой двух трансформаторов мощностью 80 МВА каждый;

ПС 110 кВ ГПП ИАЗ (установка 4-го трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА).

Таким образом запланирован ввод трансформаторной мощности класса напряжения 110 кВ в объеме 465 МВт и ввод и реконструкция линий электропередач напряжением 110 кВ протяженностью 49,728 км.

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ (для каждого года) представлены в таблице 45.

Таблица 45. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ (6-35 кВ)

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Вводы и реконструкции ЛЭП, км	489,5	578,7	745,2	1088,8	576,4	158,2
Вводы и реконструкции трансформаторной мощности, МВА	116,4	155,9	132,7	159,9	106,4	29,6

Глава 12. Определение потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе

На основе прогноза системного оператора по выработке электрической энергии и прогноза производства тепловой энергии определена потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Иркутской области в топливе. В таблице 46 представлен прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний и по области в целом.

Таблица 46. Прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний Иркутской области, тыс. т у. т.

Категория	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Электростанции ПАО «Иркутскэнерго», всего, в том числе:	5985,8	6022,4	6074,4	6120,7	6148,6	6175,6
уголь	5975,1	6011,6	6063,5	6109,7	6137,6	6164,5
мазут	10,7	10,8	10,8	10,9	11,0	11,1
газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
дрова и прочее	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Котельные ПАО «Иркутскэнерго», всего, в том числе:	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3
уголь	65,9	65,9	65,9	65,9	65,9	65,9
мазут	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Категория	2016	2017	2018	2019	2020	2021
газ	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
дрова и прочее	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Электростанции промышленных предприятий и розничного рынка, всего, в том числе:	1511,2	1462,5	1462,5	1462,5	1462,5	1462,5
уголь	54,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
мазут	7,8	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
дрова и прочее	1448,7	1456,4	1456,4	1456,4	1456,4	1456,4
Котельные МО, всего, в том числе:	2172,4	2218,8	2229,7	2240,7	2251,7	2263,4
уголь	1030,8	1070,2	1075,4	1080,6	1085,8	1092,7
мазут	236,9	239,0	240,2	241,4	242,6	243,7
газ	163,9	164,7	165,6	166,4	167,2	167,9
дрова и прочее	740,8	744,8	748,5	752,3	756,0	759,0
Итого по Иркутской области:	9759,7	9794,0	9856,9	9914,2	9953,1	9991,8
уголь	7126,5	7147,7	7204,8	7256,2	7289,3	7323,2
мазут	255,4	255,9	257,2	258,5	259,8	261,0
газ	183,7	184,5	185,4	186,2	187,0	187,7
дрова и прочее	2194,0	2205,8	2209,5	2213,2	2217,0	2220,0

Суммарный расход топлива по Иркутской области к 2021 году увеличится по сравнению с уровнем 2016 года на 2,3 % и составит 9,91 млн т у. т., а расход топлива на энергопотребление (станциями и котельными генерирующими компаний) к 2021 году увеличится относительно 2016 году на 3,1 % и составит 6,27 млн. т у. т. Потребление угля вырастет на 2,8 % — до 7,32 млн. т у. т., потребление мазута и газа на 2,1 % — до 449 тыс. т у. т., прочих видов топлива увеличится на 1,2 % — до 2,22 млн. т у. т. Структура топливного баланса для действующих станций и котельных генерирующих компаний (ПАО «Иркутскэнерго») значительно не изменится: подавляющая часть потребления (до 99 %) принадлежит углю. В структуре топливопотребления электростанциями промышленных предприятий и розничного рынка (ТЭЦ ООО «Теплоснабжение») к 2017 г. исключается угольная составляющая, что связано с предполагаемым выводом из эксплуатации ТЭЦ в г. Байкальске.

Глава 13. 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 ПАО «Иркутскэнерго» Ново-Иркутская ТЭЦ, Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ, Иркутская ТЭЦ-9, участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, Иркутская ТЭЦ-10, Иркутская ТЭЦ-11, Иркутская 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 учетом доставки, благодаря эффективности угольных предприятий и открытого способа добычи, составляет 1,6-1,8 тыс. руб./т у. т. По оценке ПАО «Иркутскэнерго» при существующем уровне потребления топлива в регионе разведанных запасов угля по промышленным категориям может хватить на более чем 700 лет.

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 ПТУ с действующими ПТУ предполагает значительную реконструкцию котлоагрегатов для сжигания газа и утилизации выхлопных газов ПТУ, 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 ПТУ-ТЭЦ. Их анализ показывает, что при существующих ценах на уголь и тарифах на электроэнергию перевод угольных электростанций на газ возможен при крайне заниженной стоимости газа.

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 сохраняется только Вереинский);

- проблемы с закупками угля для бытовых и коммунальных потребителей Иркутской области, в том числе северный завоз, что в свою очередь создаст дополнительную социальную напряженность;

- массовые сокращения в угольных моногородах Черемхово и Тулун (более 3,5 тыс. чел. только в угольной отрасли);

- сокращение персонала на ТЭЦ, переведенных на сжигание газа (более 300 человек);

- снижение объема грузоперевозок ОАО «РЖД» до 8 млн т/год;

- снижение прямых налоговых поступлений от ООО «КВСУ», ПАО «Иркутскэнерго», ОАО «РЖД»;

повышение тарифов на тепловую энергию и стоимости электрической энергии с соответствующим снижением прибыльности бизнеса региона.

Наиболее вероятно, что перевод на газ угольных ТЭЦ в перспективе до 2021 года не произойдет.

Использование газа в энергетике возможно при создании новых мощностей. Однако, учитывая текущую оценку баланса потребления и производства электроэнергии, наличие резервов угольной генерации и недорогих мероприятий по их развитию, необходимость в газовых энергоисточниках на юге Иркутской области в рамках рассматриваемого горизонта схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области отсутствует.

РАЗДЕЛ IV. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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.

Энергосистема Иркутской области имеет развитую инфраструктуру, обеспечивающую электроснабжение собственных потребителей. По электрическим сетям она связана с соседними регионами — Красноярским краем, Республиками Бурятия и Саха (Якутия). 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 (4 160,7 МВт) и четырех ГЭС (9 088,4 МВт). Из них 12 ТЭС входят в состав ПАО «Иркутскэнерго», одна ТЭС принадлежит ООО «Теплоснабжение» (г. Байкальск, бывшая ТЭЦ Байкальского целлюлозно-бумажного комбината), две ТЭС входят в состав филиалов ОАО «Группа «Илим» в г. Братске и г. Усть-Илимске.

Из четырех ГЭС три крупнейшие — Братская (4 500 МВт), Усть-Илимская (3 840 МВт) и Иркутская (662,4 МВт) принадлежат ПАО «Иркутскэнерго». Мамаканская ГЭС мощностью 86 МВт, расположенная в п. Мамакан Бодайбинского района, работает в составе АО «Витимэнергосбыт».

Основной особенностью структуры генерирующих мощностей Иркутской энергосистемы является большая доля ГЭС — 68,6% в суммарной мощности электростанций. Большая часть (97,99%) генерирующих мощностей входит в состав ПАО «Иркутскэнерго», 0,64% — АО «Витимэнергосбыт», 0,18% — ООО «Теплоснабжение», 1,18% приходится на электростанции промышленных предприятий: две ТЭЦ ОАО «Группа «ИЛИМ».

В 2015 году электростанциями Иркутской энергосистемы выработано 47,951 млрд. кВт. ч электроэнергии, в том числе:

ГЭС — 35,923 млрд. кВт.ч (75 %);

ТЭС — 12,028 млрд. кВт.ч (25 %), в том числе электростанциями промышленных предприятий — 0,74 млрд. кВт. ч.

В настоящее время энергосистема Иркутской области является избыточной по мощности в размере 1 341,5 МВт.

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, 57 линий электропередачи класса напряжения 220 кВ, 203 линии электропередачи класса напряжения 110 кВ. Количество трансформаторных подстанций в энергосистеме Иркутской области составляет 297 ед., в том числе:

ПС 500 кВ (включая РУ 500 кВ, ПП 500 кВ, не учитывая УПК Тыреть 500 кВ) — 8 ед.;

ПС 220 кВ — 44 ед.;

ПС 110 кВ — 245 ед.

Суммарная мощность трансформаторов энергосистемы Иркутской области по состоянию на 1 января 2016 года составила 36 282,7 МВА.

Иркутская энергосистема включает две генерирующие компании, работающие на ОРЭМ, одного производителя электрической энергии розничного рынка, две действующие электростанции промышленных предприятий, 29 электросетевых компаний и четыре гарантирующих поставщика электрической энергии.

Генерирующие компании представляют ПАО «Иркутскэнерго» и АО «Витимэнергобыт». ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» с 1 сентября 2015 года является станцией розничного рынка.

Электростанциями промышленных предприятий являются ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Братске и ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске.

Наиболее крупными электросетевыми организациями представлены следующими компаниями: ОАО «Иркутская электросетевая компания» (сокращенное наименование — ОАО «ИЭСК»), АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», ЗАО «Братская электросетевая компания».

Гарантирующими поставщиками электрической энергии на территории Иркутской области являются ООО «Иркутская Энергосбытовая компания», АО «Витимэнергобыт», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», АО «Оборонэнергобыт».

В общем объеме потребления электроэнергии Иркутской области доля обрабатывающих производств составляет 51,01 %, на долю добычи полезных ископаемых приходится 4,68 %, на долю транспорта и связи — 6,60 %, на сельское хозяйство, охоту и лесное хозяйство приходится 1,52 %, население потребляет 9,09 %.

В 2012 году зафиксирован максимум электропотребления за последние 5 лет на уровне 54 708,4 млн кВт·ч. В 2013 году произошло снижение электропотребления, указанная тенденция продолжилась в 2014-2015 годах. В 2015 году электропотребление составило 52 467,1 млн кВт·ч, снизившись на 0,67 % по сравнению с предыдущим годом.

За последние годы наблюдается тенденция снижения как энергоемкости так и электроемкости валового регионального продукта (ВРП). Так, в 2014 году энергоемкость ВРП составила 8,911 млн. т у. т./млн руб., тогда как в 2011 году эта величина была равна 13,274 млн. т у. т./млн руб., т. е. за рассматриваемый период энергоемкость ВРП снизилась на 32,4 %. За этот же период энергоемкость ВРП снизилась на 32,86 %. 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.

Состояние электрических сетей Иркутской области характеризуется достаточно высокой степенью выработки эксплуатационного ресурса. По состоянию на конец 2015 года более 61 % трансформаторов 110-500 кВ энергосистемы Иркутской области эксплуатируются за пределами нормативных сроков службы. Количество сетей и основного электрооборудования 110 кВ и выше Иркутской области с превышением нормативного срока эксплуатации составляет более 50 %.

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

Ограничений в передаче мощности от источников электроэнергии по магистральным электрическим сетям 500 кВ внутри области не выявлено, 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, также является превышение нормативного срока эксплуатации оборудования и устройств.

Особое внимание должно быть уделено проблеме электроснабжения Бодайбинского энергорайона. Максимально допустимый переток в контролируемом сечении Таксимо — Мамакан составляет 65 МВт (в нормальной схеме) и 50 МВт (в ремонтных схемах). В связи с снижением приточности реки Мамакан в зимний период в Бодайбинском энергорайоне на сегодня существует дефицит электрической мощности с вводом графиков ограничения режима потребления. Для масштабного освоения новых золотоносных месторождений района требуется дополнительно 125 МВт (согласно заявкам на технологическое присоединение).

В 2016 году введена в эксплуатацию ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полос, образующая связь с западным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия). Параллельная синхронная работа западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) и энергосистемы Иркутской области запрещается. От РП 110 кВ Полос обеспечено электроснабжение крупного золотодобывающего предприятия ГОК «Вернинский» АО «Первенец» с возможностью увеличения потребления мощности до 27,9 МВт.

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.

Прогнозируемый до 2022 года прирост спроса на электрическую энергию в энергосистеме (2,206 млрд кВт·ч к концу прогнозного периода) будет формироваться за счет ввода на территории Иркутской области новых крупных потребителей и модернизации и реконструкции действующих производств.

В рассматриваемый прогнозный период до 2021 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 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.

В соответствии с Перечнем объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе для устранения энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Иркутской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше запланирован ввод трансформаторной мощности класса напряжения 110 кВ и выше в объеме 27 59 МВт и ввод и реконструкция линий электропередач напряжением 110 кВ и выше протяженностью 2 658,378 км.

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

Экономическая эффективность предлагаемых в СиГР решений обоснована оптимизацией режимов работы ЭС, применением 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 Российской Федерации от 17 октября 2009 № 283 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» СиПР используется в качестве основы для разработки:

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

