

## ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ ТЫВА

Отсутствие собственных генерирующих мощностей — основной сдерживающий фактор для социально-экономического развития любого региона. К таким регионам относится и Республика Тыва, электроснабжение которой полностью зависит от Красноярской и Хакасской энергосистем. В статье выполнен анализ энергетического комплекса Республики Тыва, на основе которого выявлены особенности и проблемы функционирования электроэнергетического комплекса Тывы. Представлены возможные варианты покрытия энергодефицита региона.

**Ключевые слова:** энергосистема, Тыва, энергодефицит, износ, электроснабжение потребителей.

Энергосистема Республики Тыва по уровню электропотребления замыкает список из одиннадцати энергосистем по ОЭС Сибири. Доля годового потребления электроэнергии Тувинской ЭС составляет менее 1 % от суммарного потребления ОЭС.

Тувинская ЭС имеет следующие связи с ОЭС Сибири и энергосистемой Республики Монголия (рис. 1):

- с Красноярской энергосистемой на напряжении 220 кВ:
  - по одноцепной ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная — Ергаки;
  - по одноцепной ВЛ 220 кВ Ергаки — Туран;
- с Хакасской энергосистемой на напряжении 220 кВ по одноцепной ВЛ 220 кВ Абаза — Ак-Довурак;
- с Монгольской энергосистемой на напряжении 110 кВ:
  - ВЛ 110 кВ Хандагайты — Улангом I цепь;
  - ВЛ 110 кВ Хандагайты — Улангом II цепь.

Особенностью схемы основной ЭС энергосистемы Республики Тыва является ее формирование на напряжении 220–110–35 кВ, распределительной сети — на напряжении 110–35–10–6 кВ.

Тувинская ЭС относится к дефицитным энергосистемам ОЭС Сибири. Покрытие дефицита осуществляется по выше указанным ВЛ 220 кВ от центральных избыточных энергосистем ОЭС Сибири — Красноярской ЭС — Хандагайты и далее ВЛ в габаритах 220 кВ Хандагайты — Улангом, включенной на напряжении 110 кВ, осуществляется передача мощности в небольших размерах в западные аймаки Республики Монголия. Четыре подстанции 220 кВ формируют основу приемной части Тувинской ЭС — ПС 220 кВ Ак-Довурак, ПС 220 кВ Чадан, ПС 220 кВ Кызылская, ПС 220 кВ Туран.

Формирование распределительной сети Республики Тыва определялось освоением территорий, необходимостью обеспечить электроснабжение

коммунально-бытовых потребителей и потребителей горнодобывающей и лесоперерабатывающей промышленности.

ДЗО ПАО «МРСК Сибири» — АО «Тываэнерго» осуществляет эксплуатацию и обслуживание электрических сетей 0,4–110 кВ на территории Республики Тыва, за исключением приграничной с энергосистемой Республики Монголия ПС 110 кВ Хандагайты и ВЛ 110 кВ на Улангом (через госграницу), принадлежащих филиалу ПАО ФСК ЕЭС — «МЭС Сибири». ДЗО ПАО «МРСК Сибири» — АО «Тываэнерго» обслуживает территорию площадью 110,3 тыс км<sup>2</sup>. Протяженность линий электропередачи 0,4–110 кВ составляет 8097,96 км. Основное оборудование включает в себя 35 подстанций напряжением 35–110 кВ и 1190 подстанции напряжением 6–10/0,4 кВ.

Основными проблемами функционирования электрических сетей 35–110–220 кВ являются:

- наличие однострансформаторных подстанций, запитанных по одной воздушной линии электропередачи;
- массовое старение электросетевого оборудования подстанций и линий электропередачи;
- низкая управляемость сети, что приводит к глубоким колебаниям уровней напряжения в течение суток.

Основными электрогенерирующими мощностями Республики Тыва являются Кызылская ТЭЦ и дизельные электростанции (ДЭС). Производство электрической энергии на Кызылской ТЭЦ, установленная электрическая мощность которой — 17 МВт, осуществляется в небольших объемах для обеспечения собственных нужд, основным видом деятельности является производство тепловой энергии для снабжения теплом города Кызыл. На территории Республики Тыва функционируют 13 ДЭС в населенных пунктах, суммарная установленная мощность ДЭС составляет порядка 7 МВт. На боль-

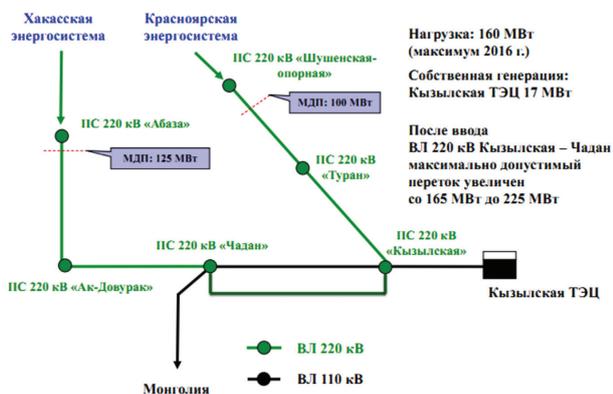


Рис. 1. Схема электроснабжения Республики Тыва

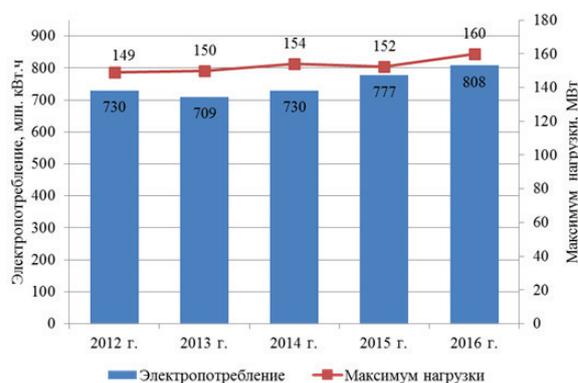


Рис. 2. Динамика электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012–2016 гг.

шинстве ДЭС доля износа составляет более 50 %. ДЭС играют важную роль в обеспечении электроэнергией отдаленных районов республики [1, 2].

Для частичной ликвидации возможного энергодефицита в послеаварийных режимах, вероятность возникновения которого начала рассматриваться в Тывинской ЭС после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, в 2010 году введена в эксплуатацию мобильная газотурбинная электрическая станция (ГТЭС) мощностью 22,5 МВт. В июне 2012 года состоялся пуск в эксплуатацию второй мобильной ГТЭС мощностью 22,5 МВт, находящейся также на площадке вблизи ПС 220 кВ Кызыльская. Таким образом, суммарная электрическая мощность мобильных ГТЭС в 2012 году составила 45 МВт. В 2013 и 2017 гг. мобильные ГТЭС были выведены из эксплуатации.

Динамика потребления электрической энергии и среднегодовых темпов прироста электропотребления энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012–2016 гг. представлена на рис. 2.

Среднегодовые темпы прироста электропотребления составили 2,6 %, при этом за период 2012–2016 гг. прирост электропотребления составил 11 %. Наибольший прирост электропотребления наблюдался в 2015 году и произошел в связи с присоединением новых потребителей, а также за счет увеличения потребления компанией угледобывающей компании ООО «Межегей уголь».

Потребление электроэнергии населением составляло 23–25 % от суммарного электропотребления энергосистемы. Потребление электроэнергии организациями всех видов экономической деятельности стабильно росло в течение рассматриваемого периода с 37 % в 2012 г. до 41 % в 2016 г. Расход электроэнергии на производство и распределение электроэнергии, газа и воды ежегодно снижался с 12 % в 2012 г. до 8 % в 2016 г.

Самую низкую долю в структуре общего электропотребления составили потребители сферы строительства, сельского хозяйства и обрабатывающие производства.

Анализ структуры электропотребления показывает, что большая часть электропотребления приходится на потери в электрических сетях и потребление населением.

При этом доля потерь в общем потреблении энергосистемы ежегодно снижалась от величины 39 % в 2012 году до 35 % в 2016 году.

Наибольшую часть потерь занимают коммерческие потери ввиду хищений электроэнергии, недо-

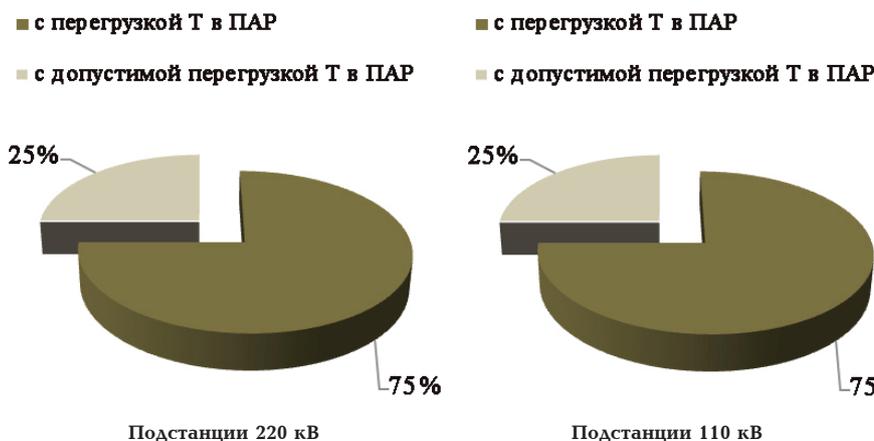
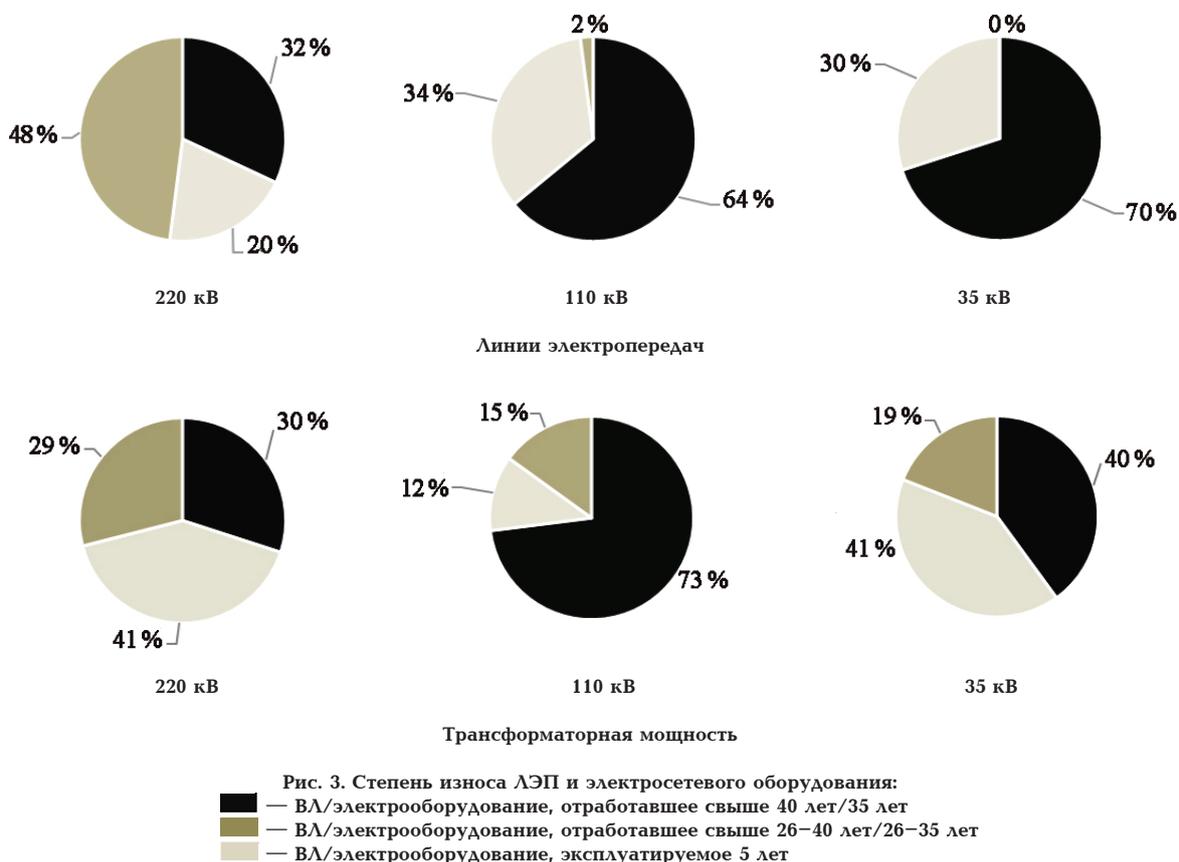
статочной обеспеченности приборами учета. Также величина потерь объясняется высокой протяженностью сетей и высоким износом электросетевого хозяйства, большая часть ВЛ 35–110 кВ отработали более половины нормативного срока и требуют проведения восстановительных работ [3].

Таким образом, энергосистеме Тувы характерны следующие специфические особенности [4–7]:

- отсутствие собственных генерирующих мощностей энергосистемы;
- энергосистема дефицитна. Более 90 % дефицита мощности и электроэнергии покрывается от избыточных Красноярской и Хакасской энергосистем через шины ПС 220 кВ Ак-Довурак и ПС 220 кВ Туран;
- линии электропередач 220–110–35 кВ энергосистемы крайне протяженные, что приводит к проблемам, связанным с регулированием напряжения на шинах подстанций энергосистемы и росту потерь электрической энергии в сетях на стадии ее передачи и распределения (рис. 3);
- загрузка сети 35–110 кВ энергосистемы слабо зависит от транзитных перетоков мощности в основной сети 220–500 кВ ОЭС Сибири (рис. 4);
- системообразующая сеть энергосистемы сформирована как на напряжении 110–220 кВ, так и на напряжении 35 кВ.

**Анализ текущего состояния энергосистемы республики позволил выявить следующие проблемы функционирования электроэнергетического комплекса [4–7]:**

- отсутствие электрических станций, способных покрыть значительную часть потребности республики в электрической мощности и энергии. Показатель энергобезопасности «Коэффициент покрытия (отношение суммарной располагаемой электрогенерирующей мощности к годовому максимуму нагрузки)» в 2016 г. составил 24,7 %;
- недостаточная пропускная способность межсистемных связей энергосистемы, что приводит к необходимости отключения потребителей в послеаварийных режимах и затрудняет проведение ремонтных работ на объектах электроэнергетики.
- высокая степень износа электрических сетей 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ: ПС, отработавших более 35 лет: 220 кВ — 50 %, АТ — 30 %, 110 кВ — 88,5 %, ТР — 77,8 %, 35 кВ — 75 %, ТР — 58,3 %;
- ВЛ, отработавшие более 40 лет: 220 кВ — 31,9 % (159,1 км), 110 кВ — 80,3 % (483,31 км), 35 кВ — 62,9 % (556,27 км);



— массовое старение и износ электросетевого оборудования опережает темпы реконструкции и техпервооружения;

— ограничение пропускной способности вставками провода меньшего сечения, а также оборудованием подстанций ряда системообразующих линий 110–220;

— наличие подстанций, подключение новых потребителей к которым требует реконструкции сети из-за существующих сетевых ограничений;

— значительная часть подстанций 35–110 кВ энергосистемы имеет одностороннее питание по одноцепной ВЛ и эксплуатируются с одним трансформатором;

— невозможность поддержания нормативных уровней напряжения на шинах подстанций всех

классов напряжений энергосистемы в ремонтных и аварийных режимах.

Для обоснования оптимального направления развития электроэнергетики Тывы ООО «Институт проектирования энергетических систем» было проведено **сравнение трех вариантов покрытия дефицита мощности** [8–10]:

— ввод ВЛ 220 кВ Шушенская – опорная – Туран – Кызылская, 2-я линия;

— дополнительно к существующей сетевой инфраструктуре предусмотреть ввод нового объекта генерации – новой Кызылской ТЭЦ 2;

— сооружение подстанции 500 кВ в г. Кызыле в случае строительства транзитной высоковольтной линии электропередачи через республику с дальнейшим выходом в Монголию.

С технической точки зрения, каждый из рассмотренных вариантов способен обеспечить электроснабжением перспективных потребителей до 2022 года.

С экономической точки зрения, наименее затратным (без учета стоимости сооружения ВЛ 500 кВ Означенное – Тывинская, ВЛ 500 кВ Тывинская – гос. граница с Монголией) вариантом покрытия энергодефицита является вариант 3, предусматривающий сооружение ПС 500 кВ Тывинская в г. Кызыле. Данный вариант возможно осуществить при реализации федерального проекта по передаче мощности в Западную Монголию Хакасской энергосистемы по ВЛ 500 кВ, проходящей по территории Республики Тыва. Вследствие того, что данный проект еще находится в стадии проработки и отсутствуют конкретные данные относительно его обоснованности и сроков реализации, вариант 3 в настоящее время имеет низкую вероятность реализации.

Наиболее высокую вероятность реализации имеет вариант 1 — сооружение второй ВЛ 220 кВ Шушенская – опорная – Туран – Кызыльская. Данный проект предусмотрен Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017–2023 гг. и обеспечивает более низкие затраты по сравнению с вариантом сооружения Кызыльской ТЭЦ-2.

Наиболее капиталоемким вариантом является вариант 2, предполагающий сооружение Кызыльской ТЭЦ-2. По сравнению с электросетевыми вариантами развития сооружение Кызыльской ТЭЦ-2 является комплексным решением проблемы энергодефицита в регионе. Сооружение Кызыльской ТЭЦ-2 обеспечит покрытие перспективных электрических нагрузок Тывинской энергосистемы и перспективных тепловых нагрузок г. Кызыла. Реализация данного варианта будет в большей мере способствовать социально-экономическому развитию региона и является более предпочтительной с точки зрения экологического фактора.

#### Библиографический список

1. Тремясов В. А., Кенден К. В. Оптимизация структуры генерирующих мощностей децентрализованной энергосистемы с фотоэлектрической установкой // Журнал Сибирского федерального университета. Сер. Техника и технологии. 2016. Т. 9, № 1. С. 39–49.
2. Тремясов В. А., Кенден К. В. Фотоэлектрические и гидроэнергетические установки в системах автономного электроснабжения: моногр. Красноярск: Изд-во Сиб. федер. ун-та, 2017. 208 с.
3. Монгуш Ч. П., Ондар Ю. Ч., Сат А. В., Чижма С. Н. Анализ потерь электроэнергии и пути их снижения в электрических сетях Республики Тыва // Омский научный вестник. 2017. № 6 (156). С. 91–96.
4. Куулар В. В. Проблемы энергетического комплекса Тувы // Региональная экономика: технологии, экономика,

экология и инфраструктура: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 20-летию ТувИКОПР СО РАН, 14–15 октября 2015 г. / отв. ред. Г. Ф. Балакина. Кызыл: Тувинский институт комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, 2015. С. 92–94.

5. Топливо-энергетический комплекс в Республике Тыва. Экспресс-анализ: стат. сб. Кызыл: Тывастат, 2011. 25 с.
6. Куликова М. П., Лебедев В. И., Каминский Ю. Д., Котельников В. И. Энергохимическая переработка каменных углей Тывы — основа устойчивого развития республики // Химия в интересах устойчивого развития. 2004. № 12. С. 541–554.
7. Куликова М. П., Балакина Г. Ф., Куулар В. В. Использование топливно-энергетических ресурсов в Туве // Проблемы энергетики. Известия высших учебных заведений. 2011. № 11-12. С. 40–45.
8. Севек В. К. Стратегические задачи реализации инновационного сценария развития Тывы при создании территории опережающего развития // Вестник гражданских инженеров. 2014. № 2 (43). С. 202–210.
9. Об утверждении Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на период до 2020 года: постановление Правительства Республики Тыва от 29 апреля 2015 г., № 208. Доступ из информационно-правовой системы «Консультант-плюс».
10. Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018–2022 годы: Распоряжение Главы Республики Тыва от 10 ноября 2017 г., № 355-РГ. Доступ из информационно-правовой системы «Консультант-плюс».

**КЕНДЕН Кара-кыс Вадимовна**, старший преподаватель Тувинского государственного университета.

Адрес для переписки: Kuca08@mail.ru

SPIN-код: 5222-3860

AuthorID (РИНЦ): 637519

**САГААН-ООЛ Карим Байлак-оолович**, кандидат экономических наук, старший преподаватель Тувинского государственного университета; управляющий директор, первый заместитель генерального директора АО «Тываэнерго», г. Кызыл.

**ОНДАР Юрий Чамьянович**, старший преподаватель Тувинского государственного университета; начальник департамента инструктивного аналитического обеспечения Администрации Главы Республики Тыва и Аппарата правительства Главы Республики Тыва, г. Кызыл.

#### Для цитирования

Кенден К. В., Сагаан-оол К. Б., Ондар Ю. Ч. Проблемы и перспективы развития энергетического комплекса Республики Тыва // Омский научный вестник. 2018. № 6 (162). С. 150–153. DOI: 10.25206/1813-8225-2018-162-150-153.

Статья поступила в редакцию 11.11.2018 г.

© К. В. Кенден, К. Б. Сагаан-оол, Ю. Ч. Ондар