

УДК 621.311.22

**СТРАТЕГИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МОНГОЛИИ**© 2019 г. В. А. Стенников¹, *, С. Батмунх², Б. Г. Санеев¹¹*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия*²*Монгольский Государственный Университет науки и технологии, Улан-Батор, Монголия***e-mail: SVA@isem.irk.ru*

Поступила в редакцию 26.11.2019 г.

После доработки 27.11.2019 г.

Принята к публикации 28.11.2019 г.

В статье представлен анализ государственной энергетической политики Монголии, излагаются основные вопросы развития ее энергоснабжения в аспекте устойчивого развития. Рассматриваются некоторые предложения по преодолению проблем, сложившихся в части стабильного устойчивого энергообеспечения потребителей в стране на ближайший период и разработки подхода к дальнейшему развитию энергетической отрасли. Описываются результаты системных исследований по совершенствованию схем и параметров системообразующих линий электропередачи (ЛЭП), структуры генерирующих мощностей и потоков экспорта и импорта электроэнергии. Статья отражает основополагающие аспекты монголо-российского сотрудничества в области энергетики и создания в будущем объединенных энергосистем стран Северо-Восточной Азии (СВА).

Ключевые слова: электрогенерирующая мощность, структура энергосистемы, график электрической нагрузки, ТЭЦ, ГЭС, импорт и экспорт электроэнергии, усиление межсистемных связей, единая энергосистема, монголо-российское сотрудничество, энергетическое пространство стран СВА, суперсистема, энергетическая безопасность

DOI: 10.1134/S0002331019060116**ВВЕДЕНИЕ**

Вопрос стабильного развития экономики Монголии в значительной степени зависит от успешной деятельности ее энергетической отрасли в обеспечении всевозрастающих потребностей в электроэнергии, теплоте и топливе. Они определяют энергетическую безопасность страны, которая была, есть и остается весьма актуальной задачей. Она не может быть решена только путем модернизации и расширения угольных электрических станций. Ожидаемые вводы новых горных разрезов и горноперерабатывающих предприятий, а также возрастающее электропотребление в социальной сфере южных, юго-восточных и восточных районов требуют объединения энергетических систем (ЭЭС) этих районов новыми ЛЭП с наиболее крупной из них Центральной ЭЭС (ЦЭЭС). Это, а также ввод новых генерирующих мощностей в ближайшем будущем, позволит создать основу для формирования единой ЭЭС Монголии.

Целью исследования, представленного в статье, является комплексная оценка современного состояния и на ее основе осуществление анализа и разработки рекомендаций поэтапной технической и технологической трансформации электроэнергетики

ской системы Монголии с учетом ее интеграции в межгосударственное энергетическое объединение.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МОНГОЛИИ

Суммарная установленная мощность электростанций всех электроэнергетических систем Монголии по состоянию на 2017 г. составляла 1162,9 МВт, общая протяженность ЛЭП – 12309 км [1]. С учетом установленной мощности собственных источников предприятий и компаний, ветровых и солнечных энергокомплексов не подключенных к энергосистемам, суммарная генерирующая мощность достигает 1350 МВт, при этом располагаемая реальная мощность существенно ниже и не превышает 1000 МВт [2]. Тепловая мощность электрических станций всех энергосистем равна 3900 МВт (3350 Гкал/ч) [2]. Действующие генерирующие мощности ЭЭС Монголии представлены в основном теплофикационной мощностью ТЭЦ (если не считать ветровые (около 100 МВт) и конденсационные (29 МВт) мощности). Их электрическая мощность определяется тепловой нагрузкой городов, причем не только в зимних, но и летних режимах их функционирования. В таких условиях не приходится говорить о маневренности функционирования ЭЭС, необходимость в которой обусловлена неравномерностью суточных графиков электрических нагрузок потребителей. Жесткая взаимосвязь электрической и тепловой мощности на ТЭЦ, отсутствие маневренной мощности значительно усложняют задачу надежного и качественного обеспечения потребителей Монголии электрической энергией.

Решение этой задачи с учетом современных требований стабильного развития и экологической безопасности можно осуществить путем вовлечения в энергообеспечение альтернативных видов энергоресурсов, которыми страна располагает. Такими ресурсами являются ветровая и солнечная энергия, а также гидроэнергия рек. Построенные и вводимые новые мощности в виде ветроэлектростанций (ВЭС) и солнечных электростанций (СЭС) не только не повышают маневренность ЭЭС, но и делают ее еще менее динамичной и гибкой. Как выше было отмечено, расширение мощности Улан-Баторских ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4 и предстоящее расширение Чойбалсанской и Дарханской ТЭЦ теплофикационными агрегатами и ввод новой мощности на Улан-Баторской ТЭЦ-2, а также установка новых турбогенераторов на тепловой станции ГОК «Эрдэнэт», в конечном счете существенно не могут повлиять на повышение этого эффекта и практически способствуют только повышению надежности электро- и теплоснабжения городов, что является не менее важным аспектом энергообеспечения. Дефицит располагаемой мощности действующих электрогенерирующих источников особенно ощущается в последние годы в период зимних максимумов электрических нагрузок.

ОСОБЕННОСТИ СПРОСА НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ И МОЩНОСТЬ

Суточный график электрических нагрузок зимнего периода, для наиболее крупной ЦЭС Монголии за 2017 г. представлен на рис. 1. Он отличается значительной неравномерностью, при этом разность между вечерним максимумом и ночным минимумом составляет 280–350 МВт (30–35%). Как следует из графика на рис. 1, это связано с особенностями структуры электропотребления.

В период зимних минимальных электрических нагрузок, также как и в период максимальных их величин, теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) не имеют возможности уменьшить/увеличить свою выдаваемую электрическую мощность. В летний период существует больше маневренных возможностей по выдаче электрической мощности, прежде всего, по ее снижению в часы минимума электрических нагрузок. Это связано с теплофикационным режимом работы ТЭЦ, при котором электрическая мощность жестко привязана к уровню загрузки по тепловой энергии. Для удовлетворения нерав-

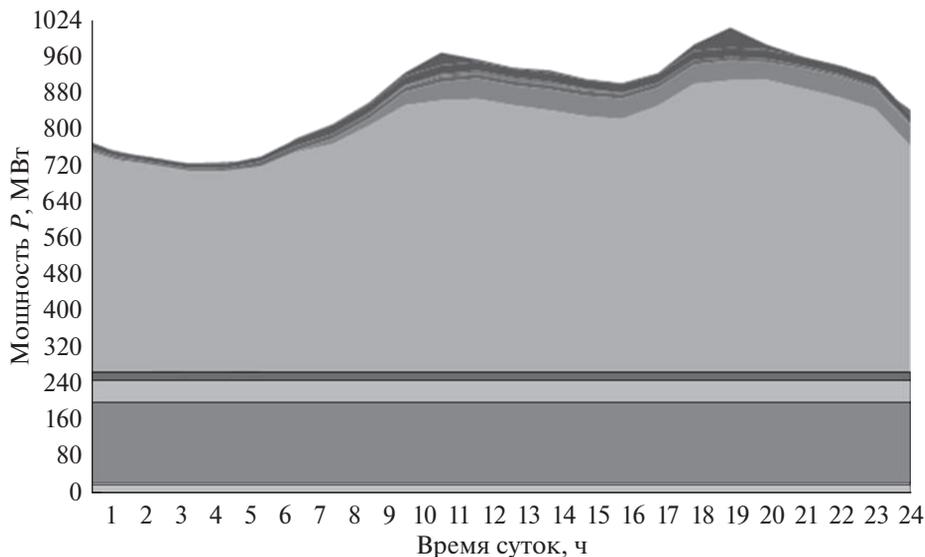


Рис. 1. Суточный график электрических нагрузок ЦЭС в период зимней максимальной нагрузки.

номерности графика электрических нагрузок, особенно в часы ночного их провала, Улан-Баторские ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Дарханская и Эрдэнэтская ТЭЦ сохраняют свою работу практически в стабильном режиме, а Улан-Баторская ТЭЦ-4 снижает свою мощность в зависимости от минимальной нагрузки в пределах 80–130 МВт. ВЭС и ТЭЦ ГОК работают также в пиковых режимах. Из суточного графика нагрузки ЦЭС (на рис. 1) можно увидеть, что при максимуме ($P_{\max} = 1016$ МВт) и минимуме ($P_{\min} = 716$ МВт) мощностей суточное потребление электроэнергии составляет 20.7 млн кВт ч. При этом покрытие потребляемой мощности за счет собственных источников составляет 971 МВт и за счет импорта – 45 МВт. В утренние и вечерние часы пиковых нагрузок электроэнергия поставляется из РФ, в ночные часы минимума нагрузки небольшое количество электроэнергии также экспортируется в Россию.

В период летних минимумов электрической нагрузки суточное потребление электроэнергии колеблется в пределах 14.0–18.0 млн кВт ч. При этом разность вечернего максимума и ночного минимума нагрузок составляет 120–140 МВт. Отличительной особенностью летнего графика электрических нагрузок (рис. 2) является наличие двух почти одинаковых пиков (утренний и вечерний пики).

Приведенный на рис. 2 суточный график электрических нагрузок за август месяц 2017 г. соответствует суточному электропотреблению, равному 12.8 млн кВт ч. Его максимум достигает величины $P_{\max} = 615$ МВт, минимум – $P_{\min} = 404$ МВт, а их разность равна 211 МВт. В связи с дефицитом мощности в часы утреннего и вечернего максимумов импортируется до 70 МВт мощности, в ночное время при избытке мощности она экспортируется в объеме 32 МВт.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ И ЭНЕРГИЕЙ

Значительные отличия зимних и летних графиков электрических нагрузок и существенное влияние на них множества других особенностей (климатических условий, тепловых нагрузок, структуры энергопотребления и т.п.) обуславливают для каждой ТЭЦ свои режимы работы, при этом нередко годовые графики по продолжительности

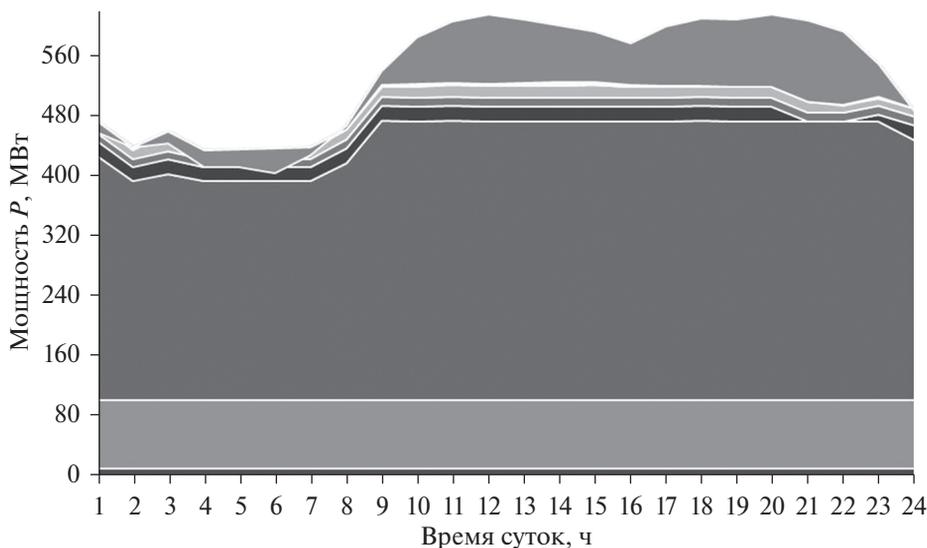


Рис. 2. Суточный график электрических нагрузок ЦЭЭС в летний период.

функционирования их основного оборудования не достигают уровней, установленных техническими нормативами.

Например, ТЭЦ-4 в покрытии зимних нагрузок ЦЭЭС участвует основным оборудованием в составе 8 котлов и 7 турбогенераторов с выдаваемой мощностью 560–660 МВт. Поскольку она выполняет функции системного регулятора генерирующей мощности, станция вынуждена держать по одному котлоагрегату и турбогенератору в качестве аварийного резерва в холодном состоянии. Это обстоятельство приводит к тому, что при дальнейшем росте электрических нагрузок энергосистемы более чем на 40 МВт и невозможности пуска в работу имеющегося турбогенератора (по условиям резерва), требуется увеличение импорта из-за рубежа дополнительной мощности.

В летних режимах функционирования ЦЭЭС, когда отсутствует теплофикационная нагрузка, ТЭЦ работают по конденсационному режиму, что в определенной мере из-за ухудшенного вакуума в конденсаторе ограничивает их участие в обеспечении дальнейшего роста электрических нагрузок.

При рассмотрении годового графика электрических нагрузок по продолжительности ЦЭЭС по часам за 2017 г. (рис. 3) можно отметить, что максимум пиковой нагрузки составляет 1016 МВт (по некоторым источникам 1086 МВт), а полупиковые их значения колеблются в пределах 430–800 МВт. В маневренных режимах работы ЦЭЭС в диапазоне мощности 800–1016 МВт и продолжительностью примерно 1500 часов/год производится 1.32 млрд кВт ч электроэнергии, что составляет 21.9% годового производства. Из них в пиковом режиме, который продолжается около 300 часов/год вырабатывает всего 0.3 млрд кВт ч, не более 5% годового производства.

Исследование суточных и годовых графиков электрических нагрузок энергосистемы имеет важное значение для принятия решения по планированию вводов новых генерирующих мощностей на ближайший и среднесрочный периоды развития ЭЭС. Такие исследования прежде всего нужны для рационализации и развития структуры генерирующих мощностей энергосистемы.

В настоящее время покрытие пиковых и полупиковых нагрузок в ЦЭЭС Монголии осуществляются, как выше было отмечено, за счет ТЭЦ-4 и импорта. Рассмотрим ос-

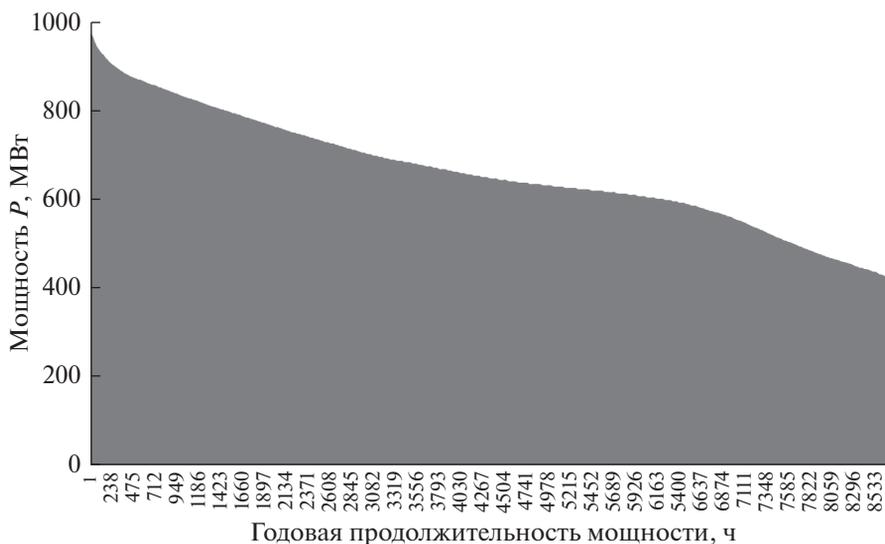


Рис. 3. Годовой график электрической нагрузки ЦЭС за 2017 г.

новные режимные проблемы функционирования Улан-Баторской ТЭЦ-4, для которой разница между дневной и ночной нагрузками в зимний период достигает порядка 200 МВт, а летом — 100 МВт.

Экономически эффективные режимы работы ТЭЦ-4 определяется, во-первых, оптимальным соотношением тепловой и электрической нагрузками при их комбинированной выработке, которое изменяется в течение года; во-вторых, оптимальным распределением нагрузок между работающими турбогенераторами, которым препятствуют затруднения, связанные с частыми пусками и остановами основного оборудования. Частые изменения загрузки турбогенераторов оказывают отрицательное влияние на эффективность работы котлоагрегатов и другого основного и вспомогательного оборудования, их надежность и долговечность эксплуатации. Усредненные за месяц суточные графики электрической нагрузки ТЭЦ-4 г. Улан-Батора в зимний (январь) и летний (август) периоды приведены на рис. 4.

Базисная нагрузка ТЭЦ-4, как и ЦЭС Монголии в целом, составляет 65% от общей нагрузки, что является особенностью энергопотребления в стране. Полупиковая и пиковая нагрузки достигают порядка 35% от суммарной ее величины. Сложившаяся структура нагрузок должна учитываться при определении и выборе новых генерирующих мощностей. При этом, учитывая то обстоятельство, что существующие генерирующие мощности рассчитаны на покрытие базовой части нагрузок, необходимо предусматривать возможность работы вновь вводимой генерации в пиком и полупиковом режимах ее функционирования. Подобные режимы работы для ТЭЦ, которые должны работать по графику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на базе полного покрытия теплофикационной нагрузки, являются нецелесообразными. В связи с этим в структуру генерирующей мощности ЦЭС Монголии должны быть введены дополнительные маневренные конденсационные электростанции (КЭС) на угольных разрезах или другие альтернативные источники генерации электроэнергии, которые, прежде всего, могут эффективно участвовать в покрытии пиковых нагрузок электроэнергетических систем. С этой целью должны быть разработаны и введены в действие механизмы, обеспечивающие заинтересованность энер-

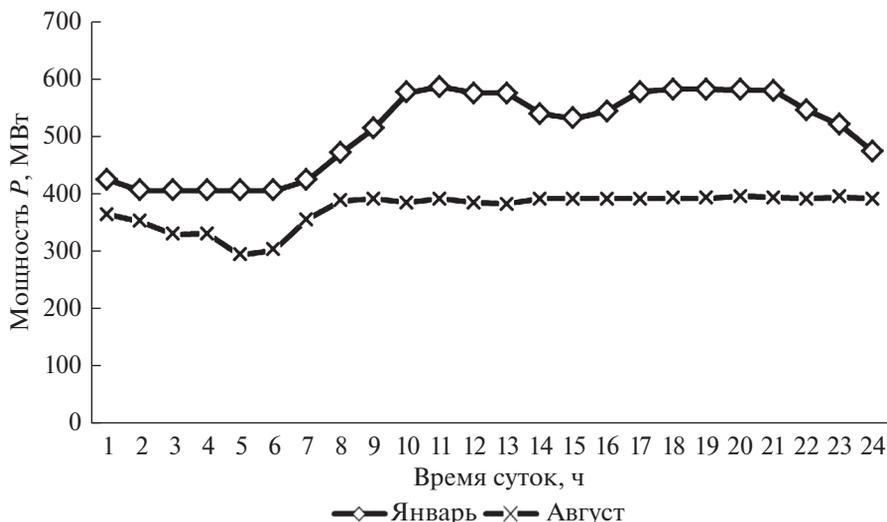


Рис. 4. Графики изменения мощности электрических нагрузок ТЭЦ-4.

гоисточников участвовать в покрытии пиковых и полупиковых нагрузок энергосистемы. Эффективной мерой может оказаться введение стимулирующей системы тарифообразования.

Изложенные обстоятельства в большей мере относятся к наиболее крупной ЦЭЭС, которая охватывает 60% территории страны и обеспечивает энергоснабжение населения 13-ти аймаков. Остальные пять энергосистем, если их рассматривать по отдельности, имеют 1 и 2 источника энергии — это либо ТЭЦ небольшой мощности, либо малые ГЭС, или же они функционируют за счет импорта электроэнергии из РФ и КНР. Для этих энергосистем обоснованным представляется усиление и создание надежной электрической связи с ЦЭЭС. Однако, по состоянию на 2018 г., мощность пиковой нагрузки ЦЭЭС достигла 200 МВт, и разность между мощностями дневной и ночной нагрузок приблизилась к 350 МВт, что превышает импортируемую из РФ электрическую мощность. Этот факт вызывает озабоченность у энергетиков, которые считают, что основной задачей ближайшего периода времени, стоящей перед монгольской энергетической отраслью, является определение рациональных путей укрепления надежности ЦЭЭС и создания необходимого резерва мощности.

В настоящее время в Монголии отсутствуют действенные механизмы, стимулирующие ввод энергоисточников, предназначенных для покрытия пиковых и полупиковых нагрузок энергосистем и привлечение для этих целей частных и иностранных инвестиций. Вместе с тем в Монголии имеется определенный опыт создания таких механизмов, в частности, уже несколько лет (с 2007 г.) существует предусмотренная “Законом о возобновляемой энергии” [3], стимулирующая тарифная политика по сооружению возобновляемых источников энергии. В результате реализации этой политики в последние годы быстро наращиваются установленные мощности ВЭС и СЭС (на конец 2018 г. введены и подключены к энергосистеме около 200 МВт). В связи с резким понижением стоимости единицы установленной мощности этих источников в 2019 г. 6 июня внесены изменения в систему тарифообразования на электроэнергию, получаемую от этих источников, подключенных к энергосистеме [3].

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ МОНГОЛИИ

В государственной энергетической стратегии сказано, что в свете стабильного и устойчивого развития страны и для уменьшения производства тепличных газов энергетикой предусмотрено увеличение доли источников электроэнергии на базе использования возобновляемых энергетических ресурсов в общей генерирующей мощности к 2020 г. до 20% и к 2030 г. до 30% [4]. Для выполнения этого решения Правительству Монголии и Министерству энергетики необходимо проводить единый последовательный и целенаправленный комплексный подход, учитывающий как развитие и размещение производительных сил, так и преобразование самой энергосистемы страны. По Закону Монголии о возобновляемой энергии под источником, использующим названную энергию, подразумевается ВЭС и СЭС любой мощности, и малые ГЭС мощностью до 5 МВт. К ним же относятся источники, использующие геотермальную энергию природы и энергию биомассы для производства электричества и теплоты [3]. На сегодняшний день наиболее практичными и широко внедряемыми в энергетике Монголии являются ВЭС и СЭС на фотовольтаике для производства электроэнергии. Например, если в 2015 г. выработка электроэнергии на ВЭС составляла всего 5%, то через три года эта цифра превзошла 10%. Однако из-за ограничения производства электроэнергии на ВЭС по режимам работы энергосистемы в 2017 г. они произвели всего 2.6% от общей выработки электроэнергии.

В последние годы в России и Монголии активизировалась дискуссия по вопросу строительства ГЭС в бассейне р. Селенга, который постоянно содержится в повестке обсуждений межправительственной комиссии. Сооружение этих ГЭС имеет давнюю историю. Еще в конце 1950-ых гг. и 1960–1961 гг. совместно с Советским Союзом и Болгарией были проведены изыскательные работы по использованию водостоків Монголии для энергетических целей. В результате этих работ была обоснована возможность строительства ГЭС небольшой мощности (225 МВт) на р. Селенга [5]. При этом гидроэнергетический потенциал рек Селенгинского бассейна оценивался в 2700 МВт с возможностью выработки до 12.1 млрд кВт ч электроэнергии [6, с. 30]. В 1962 г. на р. Орхон (один из притоков р. Селенга) в районе г. Дархан было предложено строительство ГЭС мощностью 50 МВт. Ее технико-экономическое обоснование и технический проект разрабатывались Болгарскими научно-исследовательскими и проектными организациями. Однако данный проект не был реализован в связи со строительством в 1967 г. Дарханской ТЭЦ (48 МВт) в составе Дарханского промышленного узла.

Начиная с 1991 г. вновь возникает вопрос строительства ГЭС на р. Селенга и ее притоке (р. Эгийн-Гол¹), этот вопрос неоднократно затрагивался на разных уровнях переговоров между двумя странами. В Среднесрочной программе (2018–2023 гг.) по практическому выполнению основных положений “Директивного документа по государственной энергетической политике (2015–2030 гг.)” [6], принятой 24.10.2018 г. Правительством Монголии, в качестве стратегической цели на ряду с другими был поставлен вопрос о сооружении ГЭС в следующей формулировке, а именно: в рамках стратегической цели обеспечения регулирования баланса производства и потребления электроэнергии и обеспечения нормальной и надежной работы Объединенной энергосистемы страны следует осуществить строительство Эгийн-Гольской ГЭС мощностью 315 МВт (рис. 5). Названная программа поставила задачу к 2023 г. иметь генерирующие мощности в объеме полностью обеспечивающем свои внутренние потребности в электроэнергии, способствующем устранению существующих на сегодня

¹ Эгийн-Гол. Единственная река вытекающая из оз. Хубсугул, являющаяся одним из наиболее крупных притоков р. Селенга. Длина 475 км, площадь водосбора 40 454 км², общий перепад 815 м (2 м/км). Эгийн-Гол течет между гор и местами по ущелью, ширина которого в самом узком месте составляет 20–70 м и ниже по течению 50–150 м. Среднегодовой расход составляет 20–25 м³/с. На расстоянии 2.5 км от ее впадения в р. Селенга имеется створ, где возможно строительство ГЭС.



Рис. 5. Места расположения строительства ГЭС на р. Эгийин-Гол.

проблем, связанных с регулированием пиковых режимов ЦЭЭС и в определенной мере удовлетворяющем рост электропотребления на ближайшие годы. Вместе с тем это не исключает поставки электроэнергии из России, так как дефицит собственной мощности и электроэнергии в перспективе будет сохраняться. По вопросу строительства ГЭС Монголия и Россия пока еще не пришли к единому мнению, поскольку существуют разногласия по уровню их негативного воздействия на экосистему о. Байкал, которое подтверждается результатами исследований по влиянию проектов монгольских ГЭС на гидрологию бассейна р. Селенга и о. Байкал, проведенными российскими исследователями. До настоящего времени согласованные альтернативные предложения, соответствующие интересам обеих сторон, не сформулированы.

В рамках реализации монгольского проекта, в первую очередь речь идет о сооружении ГЭС на Эгийин-Голе, которая является одним из притоков р. Селенга. Монголия, принимая во внимание мнение российской стороны, провела исследования по устранению колебаний расхода р. Селенга в связи с наполнением водохранилища и дальнейшей эксплуатацией ГЭС на р. Эгийин-Гол в пределах своей страны (до гидрометрического поста Наушки) путем строительства за нижним бьефом дополнительного буферного бассейна с плотиной (искусственного водоема). Результаты исследования, проведенного монгольскими специалистами по американской методике моделирования гидрологии водного бассейна (HEC-Ressim, HEC-RAS) [7–9] с использованием долгосрочных данных 6-ти гидрометрических постов, расположенных на территории от Эг-Хантая до Наушки, показали, что при проектных условиях работы ГЭС колебания расхода воды в р. Селенга не должны существенно превышать пределы естественных русловых процессов. Вместе с тем результаты исследований, предоставленных в публикациях [10, 11], свидетельствуют о возможных изменениях ее гидрологических режимов особенно в маловодные годы, когда минимальный сток будет значительно ниже наблюдавшегося в естественных условиях. Важным для поддержания безопасности оз. Байкал и бассейна р. Селенга представляется развитие исследований по взаимовыгодному использованию трансграничных водных ресурсов и формирование научно обоснованной позиции по данной проблеме.

Следует отметить, что ГЭС с проектной мощностью 315 МВт (в маловодный период это будет меньше) будучи построенной на Эгийин-Голе не может полностью решить

Таблица 1. Производство электроэнергии в Монголии с 2007 по 2018 гг.

Год	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Производство электроэнергии <i>W</i> , млн кВт ч	3700.7	4000.0	4038.6	4312.8	4536.4	4815.6	5019.5	5375.8	5513.2	5667.1	6027.3	6535.3
Ежегодный рост производства электроэнергии, %	4.4	8.1	0.9	6.8	5.2	5.8	4.1	6.6	2.5	2.8	6.3	8.4
Дефицит (–) и резерв (+) мощности по прогнозу [6]				–51.1	–79.7	–127.2	–406.7	–333.8	–160.0	–132.4	+160.0	+65.4

проблему покрытия нагрузок ЦЭЭС Монголии, вместе с тем она может оказать положительное влияние на режимы работы энергосистемы, сократив дефицит мощности и обеспечив определенную маневренность системы в полупиковых и пиковых режимах ее функционирования.

Строительство Шуренской ГЭС, несмотря на ее меньшую мощность, но с расположением на самой р. Селенга, возможно, будет связано с большими негативными последствиями, поскольку оно более существенно затрагивает экологическую проблему байкальского водного бассейна. В том и другом случае необходимо провести более тщательные исследования по оценке влияния объектов гидроэнергетики на экологию региона, обеспечивающие согласованное принятие решений.

Динамика роста электропотребления, обеспечиваемого производством собственных энергоисточников Монголии, за последние более чем десять лет, представлена в табл. 1.

В результате стабилизации общественно-политической обстановки и вследствие этого роста экономики в стране за предыдущие десять лет (с 1998 по 2007 гг.) [12] произошло увеличение среднегодового производства электроэнергии с 2675.0 млн кВт ч до 3700.7 млн кВт ч, т.е. ежегодно более чем на 100 млн кВт ч/год. При этом среднегодовой рост составлял 3.8%, а начиная с 2000 г. по 2018 г. отмечалось стабильное увеличение годового производства электроэнергии в среднем на 200 млн кВт ч/год или около 6.7% в год. В 2018 г. рост производства электроэнергии на собственных источниках республики составлял 8.4%. Относительно медленный рост производства электроэнергии связан с тем, что генерирующая мощность собственных источников значительно ниже, чем предусматривалось сделанным ранее прогнозом балансов спроса и предложения мощностей по энергосистемам Монголии с 2010 по 2025 гг. По этому прогнозу в 2017 г. должен был быть устранен дефицит генерирующей мощности ЭЭС (табл. 1) [13, с. 75], однако в действительности это не произошло. Данное обстоятельство связано, прежде всего, с задержкой ввода в 2017 г. генерирующей мощности, обеспечивающей снабжение электроэнергией Оюутолгойского горного предприятия². В соответствии с прогнозом потребления электроэнергии в конце периода, предусмотр-

² “Оюу-Толгой” – крупнейшее в мире месторождение меди и золота, расположенное на юге Гоби Монголии. Открыто в 1983 г. На сегодняшний день его эксплуатационные запасы оцениваются на 60 лет. В 2009 г. Монгольским правительством заключен Договор (подписан 6 окт. 2009 г.) на инвестиции в Оюу-Толгойском месторождении с зарубежными компаниями Рио Тинто и Айвенхоу Майнз в рамках действующего Закона Монголии о полезных ископаемых. С июля 2013 г. началась поставка медного концентрата, а с 2018 г. – золота на международный рынок. Согласно Договору (п. 7.3) с 1 июля 2017 г. инвесторы должны были перейти на электроснабжение сооружаемого объекта от собственного энергоисточника в Монголии. Вместе с тем, несмотря на возрастающее из года в год потребление электроэнергии, Компания “Оюу-Толгой” до сих пор не принимает каких-либо действенных мер по прекращению импорта электроэнергии из Китая.

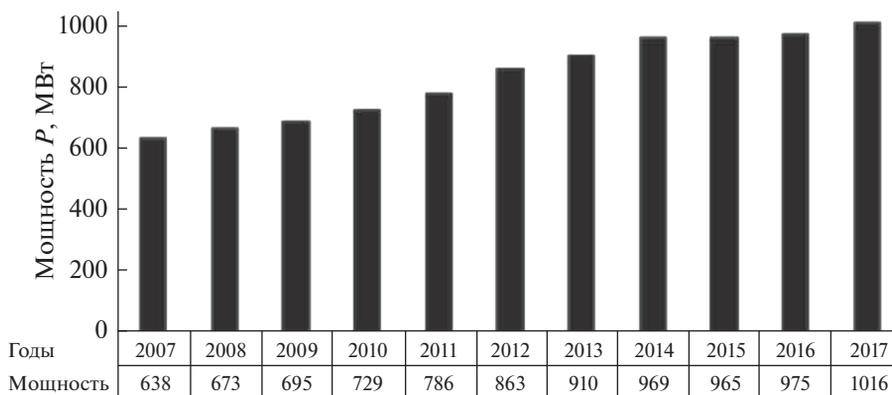


Рис. 6. Диаграмма роста пиковой мощности ЦЭЭС по годам.

ренного отмеченной выше “Среднесрочной программой на период 2018–2023 гг.” [6], его уровень к 2023 г. будет составлять 7500 млн кВт ч. Рост потребляемой мощности в ретроспективе 10-ти лет превысил 60%, что отражает приведенная на рис. 6 диаграмма [14]. При этом из балансового соотношения следует, что потребность в электрической мощности ЦЭЭС в пиковом режиме с 2017 г. начинает превосходить ее располагаемую мощность, которая, как выше было отмечено, составляет 1000 МВт.

Пиковая мощность электропотребления ЦЭЭС в 2018 г. составляла 1117 МВт (6 дек. 2018 г.). В сложившейся ситуации для краткосрочного решения проблемы обеспечения ЦЭЭС генерирующей мощностью, основная часть которой должна покрывать пиковый и полупиковый графики нагрузок, для Монголии необходимо строительство маневренных ГАЭС и КЭС мощностью не менее 200 МВт. Наряду с этим в техническом отношении следует усиливать электрическую связь с энергосистемой России, поскольку при существующем уровне энергопотребления режим работы энергосистемы с генерирующей мощностью, преимущественно состоящий из теплофикационных источников, не позволяет оперативно ввести крупные источники с основным оборудованием в составе энергоблоков большой единичной мощности. Поэтому вопрос импорта электроэнергии из РФ был и остается одним из ключевых для ЦЭЭС и других энергосистем (например, западной ЭЭС) Монголии.

ТЕНДЕНЦИЯ ИНТЕГРАЦИИ В МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ПРОСТРАНСТВО

Суточные графики импорта и экспорта электрической мощности в зимний и летний периоды, на уровне 2017 г., показаны на рис. 7. Из них наглядно можно увидеть увеличение импорта электрических мощностей в летний период, что связано со снижением производства электроэнергии на ТЭЦ из-за отсутствия отопительной нагрузки. Это дополнительно подтверждает необходимость изменения структуры генерирующих мощностей путем ввода других типов источников, например, гидроаккумулирующих электростанций.

Для строительства гидроаккумулирующих электростанций суточного действия, сглаживающие пиковые нагрузки ЦЭЭС в комбинации с возобновляемыми источниками энергии и без них, определены несколько наиболее рациональных мест расположения. Проводятся геологические изыскания и предпроектные исследования по сооружению ГАЭС в зонах действия ЦЭЭС. Кроме этого, рост тепловых нагрузок горо-

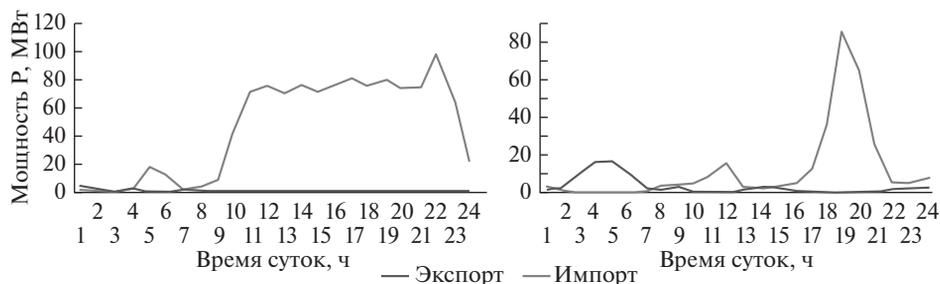


Рис. 7. Суточные графики экспорта и импорта электроэнергии ЦЭЭС (а) – лето, б) – зима.

дов требует расширения установленных мощностей ТЭЦ и ввода новых тепловых мощностей с привязанной к ним электрической мощностью.

Энергетические компании предлагают множество проектов по сооружению КЭС различной мощности на крупных угольных разрезах. Однако до настоящего времени ни одно из этих предложений не было практически реализовано. Это прежде всего связано с отсутствием источников финансирования предлагаемых проектов. Вместе с тем в сложившихся обстоятельствах строительство крупных конденсационных мощностей, тем более на условиях концессии, не представляется целесообразным, поскольку ни потребители, ни энергосистема не подготовлены к тому, чтобы принять производимый ими большой объем электроэнергии. Например, строительство КЭС мощностью 700 МВт, состоящей из двух блоков (2×350 МВт) на Баганурском угольном разрезе не вписывается в режимы функционирования энергосистемы с ТЭЦ, которые должны работать по своим теплофикационным графикам, диктуемым местными климатическими условиями, и покрывать тепловые и электрические нагрузки промышленности и городов.

Из вышеизложенного и принятой «Среднесрочной программы на период 2018–2023 гг.» [6] следует другой ключевой вопрос, связанный с развитием энергетики Монголии, он непосредственно затрагивает усиление межсистемных связей в соответствии с режимно-технологическими условиями и ввод новых генерирующих мощностей в периферийных энергосистемах страны. По результатам ранее принятых решений по расширению зон действия энергосистем не были выполнены предусмотренные ими мероприятия, поэтому существующие системообразующие ЛЭП в целом по протяженности и напряжению стали не соответствовать техническим, режимным и экономическим требованиям [15]. В связи с этим стало необходимым пересмотреть схемы, структуру и уровень напряжения системообразующих ЛЭП. По вводам генерирующих мощностей выполняются исследования и проводится проектно-исследовательская работа по строительству Эрдэнэбуренской и Майхантолгойской ГЭС и ТЭС на угольных месторождениях Могойн-Гол и Хушоот в западной части и расширение Чойбалсанской ТЭЦ и/или строительство новой ТЭС на Адунчулунском угольном разрезе на востоке страны. На юге планируется построить Тавантолгойскую ТЭС для покрытия электропотребления горного предприятия «Оюутолгой» и вновь появляющейся промышленной нагрузки Южной части пустыни Гоби.

В сложившейся ситуации с экспортом и импортом электроэнергии из соседних стран задействованы ЦЭЭС и западная ЭЭС (ЗЭЭС), которые получают электроэнергию из РФ, а также энергосистемы юга Гоби, они наряду с собственными источниками снабжаются электроэнергией из КНР. ЦЭЭС Монголии с 1977 г. соединена с энергосистемой Бурятии по ЛЭП напряжением 220 кВ, до сих пор она является главной артерией импорта электроэнергии и мощности. В последние годы по ней ежегодно

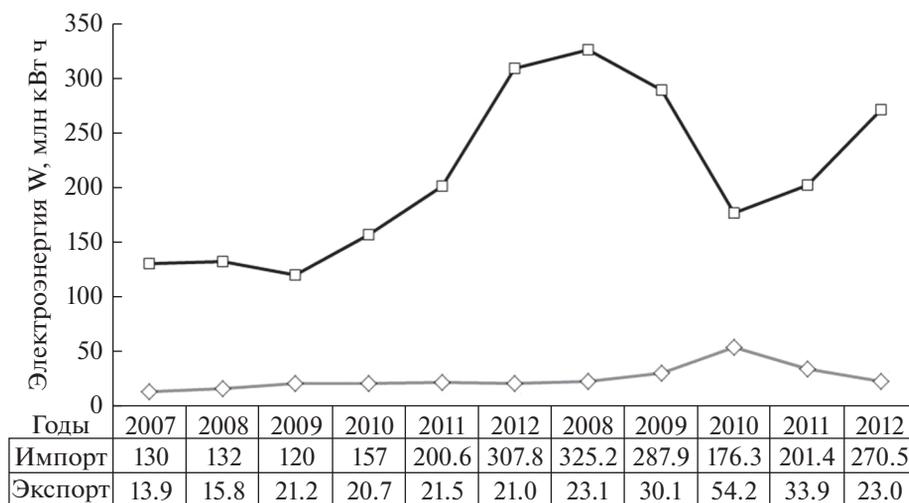


Рис. 8. Тенденция изменений импорта и экспорта электроэнергии Монголии.

импортируется в среднем 280–370 млн кВт ч электроэнергии, а экспортируется всего 23–54 млн кВт ч. Для взаиморасчетов в свое время была введена двухпродуктовая тарифная система (тариф на гарантированную мощность и тариф на электроэнергию). В настоящее время тариф на гарантированную мощность приостановлен и, начиная с 2018 г., Россия ввела жесткий почасовой график поставки электроэнергии. В случае отклонения фактического значения импортируемой электроэнергии от графика за их разность установлена отдельная плата по так называемому “тарифу отклонения”. Для ЦЭС Монголии, с ее состоящей в основном из ТЭС генерирующей базовой мощностью и действующим неравномерным суточным графиком электрической нагрузки, нередко бывает сложно поддерживать заблаговременно заданный жесткий график импортирования электроэнергии, что нередко приводит к дополнительным трудностям как в режимном, так и экономическом планах.

На рисунке 8 показаны графики изменения импорта и экспорта электроэнергии между Монголией и Россией за последние десять лет. Характер графика импорта электроэнергии изменяется с вводом дополнительных мощностей на электростанциях, и все же наблюдается общая тенденция его роста с каждым годом.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МОНГОЛИИ

Перспективный рост энергопотребления и ужесточение требований по надежности обуславливают необходимость сооружения новых генерирующих мощностей в виде экспортно-ориентированных КЭС на перспективных угольных разрезах и целесообразность развития более тесного сотрудничества в энергетической области, в первую очередь с РФ. Последнее должно получить свое активное отражение в сфере укрепления и развития межгосударственной сетевой инфраструктуры и при создании единой электроэнергетической системы Монголии.

В настоящее время в разрабатываемых концепциях на долгосрочную перспективу динамика мирового энергетического развития рассматривается в рамках единого энерго-эколого-экономического подхода (так называемого принципа “3Е”). Формируемые в соответствии с данным подходом концептуальные положения развития энергетической отрасли Монголии на период до 2050 г. в качестве первоочередной це-

ли рассматривают задачу надежного сбалансированного обеспечения электроэнергией потребителей страны, другая перспективная цель ориентирована на интеграцию ЭЭС в общее энергетическое пространство стран Северо-Восточной Азии (СВА) [16] путем активизации продвижения собственных инициатив по вопросам развития сотрудничества как в области энергетики, так и в экономике, представляя их как единый комплекс задач будущего развития. В число целевых установок должны входить и вопросы, касающиеся международного инициативного проекта “Гоби ТЭК (Gobi TEC)” по использованию ресурсов солнечной и ветровой энергии пустыни Гоби [17, 18].

Для обоснованного решения поставленных вопросов должны быть проведены совместные системные исследования по преобразованию и усилению системообразующих ЛЭП. Возможно это может быть ранее предложенная авторами схема ЭЭС (см. рис. 5, с. 20 в [1]), названная “вилкообразной моделью”, которая в дальнейшем при ее развитии хорошо вписывается в Генеральную схему электроэнергетической суперсистемы стран СВА. Она обеспечивает выход через Россию и Китай на международный энергетический рынок и представляет главные артерии создаваемой в перспективе энергетической суперсистемы, которые будут проходить по территории Монголии. Формируемая ЕЭЭС Монголии будет надежным включением в единое энергетическое пространство стран СВА. С созданием такой крупной системы обоснованным становится вопрос о строительстве крупных генерирующих мощностей, работающих на экспорт электроэнергии, таких как Шивэ-Овооская экологически чистая угольная ТЭС большой мощностью – до 4800 МВт [5].

Рациональное использование богатых природных первичных энергоресурсов и удачное географическое расположение должны способствовать успешному достижению важнейших перспективных целевых установок, предусмотренных в ее энергетической политике, направленных на превращение Монголии в энергетически экспортно-импортирующую страну. Их реализация позволит осуществить взаимовыгодное энергетическое сотрудничество со странами региона и полностью решить вопросы надежности энергетического обеспечения страны.

С научной точки зрения все предлагаемые мероприятия по развитию энергетики Монголии, включающие создание новых генерирующих мощностей и новых системообразующих ЛЭП, как в техническом, так и во временном разрезе, разбивается на два иерархических уровня, первый из которых предусматривает повышение надежности и устойчивости внутреннего энергоснабжения, второй ориентируется на экспортно-импортные поставки электроэнергии и интеграцию в межгосударственное энергетическое объединение стран СВА. При этом их решение должно быть органически связано между собой, причем второе должно быть продолжением и дальнейшим выходом на более высокий уровень иерархического развития ЕЭЭС страны.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ ситуации, сложившейся в энергетике Монголии, и выполненные исследования по перспективному развитию ее электроэнергетической системы позволяет сделать следующие выводы:

1. В ближайшие годы на основе обоснованных взаимоприемлемых решений, учитывая взаимопонимание и развитие дружественных отношений Монголии с сопредельными государствами в условиях рыночной экономики, необходимо устранить накопившиеся разногласия по сооружению монгольских ГЭС, принимая во внимание альтернативные варианты энергоснабжения, усилить электрическую связь с российской энергосистемой путем повышения пропускной способности и надежности ЛЭП Гусинозерск-Дархан.

2. Построить предусмотренную в “Среднесрочной программе на период 2018–2023 гг.” [6] и в рамках осуществления Государственной энергетической стратегии

Тавантолгойскую КЭС и объединить электрические сети юга Гоби с ЦЭЭС и тем самым повысить обеспеченность ее базовой части нагрузкой.

3. Провести фундаментальные системные исследования по электроснабжению Монголии с выделением основных промышленных и энергетических узлов и учетом показателей социально-экономического развития, на их основе определить целесообразные параметры схемы сетей, структуры и места размещения генерирующих мощностей будущей единой ЭЭС страны.

4. Комплексный подход к развитию электроэнергетической системы Монголии на базе принципов “ЗЕ” может сделать ее самодостаточной, экспортно-импортно ориентированной и обеспеченной достаточной надежностью единой системой, которая может стать частью объединенного энергетического пространства СВА. Это позволит обеспечить ее выход на внешние энергетические рынки и тем самым поддержать развивающую экономику и энергетическую безопасность Монголии.

Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ, грант № 18–510–94006.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Bat-Erdene B.* Development of Mongolia's Electric power Industry and its Role in Shaping the Northeast Asian Super Grid / *B. Bat-Erdene, S. Batmunkh, A. Erdenebaatar* // *Energy Systems Research*. 2018. V. 1. № 4. P. 15–26.
2. Концепция развития энергетики Монголии (Промежуточный отчет проекта фундаментальных исследований, финансируемого Научно-технологическим фондом Правительства Монголии). Институт теплотехники и промышленной экологии. Научн. руководитель: академик С. Батмунх, исполнители: к. т. н. Г. Ёндонгомбо и к. т. н. Ц. Онормаа. 2018.
3. Закон Монголии: Закон о возобновляемой энергии (принимался в 2007 г. и внесены изменения в 2015 и 2019 гг.). <https://www.legalinfo.mn/law/details/465>
4. Государственная политика в области энергетики на 2015–2030 гг. Постановление Великого государственного хурала № 63 от 19 июня 2015 г. – Улан-Батор, 2015.
5. *Цеденбал Ю.* Избранные статьи и речи. В 2 т. Т. 1 (1941–1958 гг.) / Ю. Цеденбал. М.: Госполитиздат, 1962. 405 с.
6. *Батмунх С.* Экологически чистая угольная ТЭС в концепции мультикомплекса с интеграцией в электроэнергетическую систему Монголии / *С. Батмунх* [и др.] – Новосибирск: Акад. изд-во “Гео”, 2019. 253 с. (в пер.).
7. HEC-RAS. Department of The Army Corps of Engineers Institute for Water Resources Hydrologic Engineering Center. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.hec.usace.army.mil/software/hec-ras/> (дата обращения 08.10.2019).
8. *Hicks F.E.* Suitability of HEC-RAS for flood forecasting / *F.E. Hicks and T. Peacock* // *Canadian Water Resources J.* 2005. V. 30(2). P. 159–174.
9. *Шевердяев И.В.* Зонирование городской территории по паводковой опасности на примере города Крымска / *И.В. Шевердяев* // Устойчивое развитие особо охраняемых природных территорий. Сб. ст. III Всерос. науч.-практ. конф. 2016. С. 265–275.
10. *Бычков И.В.* Гидроэнергетические проекты в монгольской части трансграничного бассейна реки Селенга: возможные риски для Российской Федерации / *И.В. Бычков, В.М. Никитин, И.И. Максимова* // Регион: экономика и социология. 2017. № 2. С. 269–286. <https://doi.org/10.15372/REG20170213>
11. *Бычков И.В.* Возможные изменения гидрологических характеристик в связи с регулированием стока в бассейне реки Селенга / *И.В. Бычков, В.М. Никитин, Н.В. Абасов, Т.В. Бережных, И.И. Максимова, Е.Н. Осипчук* // География и природные ресурсы. 2017. № 3. С. 75–86. [https://doi.org/10.21782/GIPR0206-1619-2017-3\(75-86\)](https://doi.org/10.21782/GIPR0206-1619-2017-3(75-86))
12. “Баланс электроэнергии” от 19.06.2019 г. Единого фонда статистической информации Национального статистического комитета (NSO). [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.1212.mn/tables.aspx?TBL_ID=DT_NSO_1100_009V1 (дата обращения 08.10.2019 г.)
13. *Энхжаргал Х.* Перспективные направления развития электроэнергетической системы Монголии / *Х. Энхжаргал, С. Батмунх, В.А. Стенников* // Энергетическая политика. 2012. № 4. С. 70–80.
14. Статистические показатели энергетики (Ежегодник-2018). Регулирующий комитет энергетики Монголии. Улан-Батор. 2019. 86 с.
15. *Бат-Эрдэнэ Б.* Некоторые вопросы стратегии развития энергетики Монголии / *Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх, Н.И. Воропай, В.А. Стенников* // Энергетическая политика. 2016. № 6. С. 95–105.

16. Подковальников, С.В. Перспективы электроэнергетической кооперации России и стран Северо-Восточной Азии / С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // *Внешне-экономические связи*. 2015. № 4. С. 118–130.
17. Samadov Z. Gobitec and Asian Super Grid for Renewable Energies in Northeast Asia / Zafar Samadov, Bayarbat Sangajav, Boris Saneev // Belgium, Energy Charter. 2013. 110 p.
18. Mano S. Gobitec and Asian Super Grid for Renewable Energies in Northeast Asia. / S. Mano, B. Ovgor, Z. Samadov, etc. // Belgium, Energy Charter. 2014. 85 p.

Strategic Directions for the Development of Electric Power in Mongolia

V. A. Stennikov^{a, *}, S. Batmunkh^b, and B. G. Saneev^a

^a*Federal State Budgetary Institution of Science Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

^b*Mongolian State University of Science and Technology, Ulaanbaatar, Mongolia*

*e-mail: SVA@isem.irk.ru

The article presents an analysis of the Mongolian state energy policy. The main issues of development of energy supply under the condition of sustainable development are outlined in the article. Some proposals to overcome the problems of stable sustainable energy supply of consumers in the country for the nearest period and to develop an approach to the further development of the energy industry are considered. Results of system researches on improvement of schemes and parameters of system-forming power transmission lines (transmission lines), structure of generating capacities and flows of export and import of the electric power are described. The article reflects the fundamental aspects of Mongolian-Russian energy cooperation and the creation of unified northeast Asia countries electric power systems in the future.

Keywords: electric power generation capacity, structure of the electric power system, electric load curve, CHP, HPP, export and import of electricity, strengthening of interconnections, unified electric power system, Mongolian-Russian cooperation, electric power space of Northeast Asia countries, super grid, energy security