



ОБЗОР ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ



АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И УВЕЛИЧЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Обзор подготовлен по
заказу Учреждения
"Центр экологических
решений"

Автор: Владимир Рак

Минск 2021

Отказ от ответственности

Настоящий отчет подготовлен по заказу учреждения "Центр экологических решений" в рамках проекта "Civil Society for Sustainable Energy - Local to National in Eastern Europe – SELNEE, 2020-2021", реализуемого INFORSE- Europe и финансируемого CISU.

Точка зрения авторов настоящего отчета может не соответствовать официальной позиции учреждения "Центр экологических решений", INFORSE Europe, CISU и их дочерних компаний. Вся информация, содержащаяся в отчете, является исключительно личным мнением и интерпретацией авторов.



СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1: ЭНЕРГЕТИКА БЕЛАРУСИ	1-21
Раздел 2: АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ	21-40
Раздел 3: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ	41-49
Раздел 4: БАРЬЕРЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ВИЭ	50-52
ВЫВОДЫ	53

Раздел 1: ЭНЕРГЕТИКА БЕЛАРУСИ

1.1. *Общее описание*

Республика Беларусь имеет диверсифицированный промышленный профиль. Несмотря на нехватку природных ресурсов и экономический кризис, последовавший за распадом Советского Союза, Беларусь добилась устойчивого экономического роста за счет производства и экспорта различных видов товаров, включая машины и оборудование, минеральные продукты, химикаты, металл и текстиль. Реальный валовой внутренний продукт (ВВП) в долларах США (USD) по паритету покупательной способности (ППС) составил 60,45 млрд долларов США в 2019 году, увеличившись на 3% с 2010 года.

Однако с момента обретения независимости в стране не было проведено серьезных структурных реформ, а объем иностранных инвестиций остается относительно небольшим. Энергетический сектор принадлежит и управляется государством. Электроэнергетический сектор находится в ведении единой вертикально интегрированной национальной энергетической компании «БелЭнерго», а распределение газа осуществляет компания «БелТопГаз». Правительство считает, что контроль над всем энергетическим сектором гарантирует безопасное и стабильное энергоснабжение.

Ввиду того, что Беларусь не обладает значительными объемами собственных природных ресурсов для удовлетворения большей части своих потребностей в энергии используется ископаемое топливо импортируемое, как правило, из России. Беларусь также является важной частью российского газового коридора в Западную Европу, и вопросы, связанные с транзитом природного газа, такие как инфраструктура, работа газотранспортной системы, структура тарифов и технические услуги, регулируются двусторонним соглашением с компанией «Газпром».

Основными приоритетами белорусской энергетической политики являются обеспечение надежной и устойчивой работы энергосистемы для национальной экономики при одновременном снижении зависимости от импорта энергии и повышении финансовой стабильности сектора. Правительство рассматривает возможность диверсификации топлива для производства электроэнергии и планирует использовать в общем энергобалансе больше угля, торфа, ядерного топлива и возобновляемых источников энергии.

Для привлечения большего количества инвестиций в возобновляемые источники энергии правительство ввело повышающий тариф для установок, работающих на ВИЭ.

Правительство также повышает энергоэффективность производства электроэнергии и тепла и постепенно отменяет субсидии на электроэнергию, тепло и газ, что, как ожидается, сделает энергетический сектор более ориентированным на рынок и привлекательным для частных инвестиций.

Хотя энергетический комплекс управляется напрямую (в режиме ручного управления), сильное законодательство и инструменты реализации отсутствуют. Для разработки государственных программ необходимо долгосрочное планирование политики и / или анализ различных сценариев. Кроме того, не существует основного закона об электричестве и тепле. В конце 2019 года правительство рассматривало новый закон об электроэнергетике, который включает положения о разделении электроэнергетического комплекса по видам экономической деятельности, но этот закон только находится на рассмотрении.

Беларусь участвует в Таможенном союзе Россия-Беларусь-Казахстан-Кыргызстан-Армения, который в 2012 году преобразовался в Единое экономическое пространство (ЕЭП) Россия-Беларусь-Казахстан-Кыргызстан-Армения под руководством Евразийской экономической комиссии (ЕЭК) (в которую входит Беларусь). ЕЭП работает для устранения барьеров на пути свободного перемещения товаров, услуг, капитала и рабочей силы между своими членами. Также Беларусь наряду с Россией, Казахстаном, Арменией и Кыргызстаном, является членом Евразийского экономического союза (ЕАЭС), действующего с января 2015 года,

В дополнение к двусторонним отношениям и работе, выполняемой в рамках Бакинской инициативы, которая обеспечивает политический диалог между Европейским союзом и странами прикаспийского и черноморского побережья и соседними странами, Беларусь участвует в программах Восточного партнерства Европейской комиссии.

Беларусь участвует в реализации множества межгосударственных и международных договоров в области энергетики, в том числе участвует в Соглашении Содружества Независимых Государств (СНГ) о координации межгосударственных отношений в энергетической сфере и Соглашении о параллельной работе энергосистем СНГ.

1.2. Ключевая статистическая информация

Добыча и производство

- В 2018 году только 15% потребности страны в энергии (27 миллионов тонн нефтяного эквивалента [млн т н. э.]) было удовлетворено за счет внутреннего производства, что сделало Беларусь одной из наименее самодостаточных стран мира в энергетическом контексте.
- Несмотря на то, что Беларусь занимает одно из ведущих мест в мире по производству торфа (544 тыс. тонн нефтяного эквивалента [тыс. т н. э.] или 2354 тыс. т в 2018 году), а также добывает небольшое количество сырой нефти (1 678 тыс. т н. э. в 2018 году) и природного газа (128 тыс. т н. э. в 2018 году), страна сильно зависит от импорта, для удовлетворения своих потребностей в энергии.
- В 2018 году практически вся электроэнергия была произведена из природного газа (97%, или 39 тераватт-часов [ТВт час]), вместе с тем, в 2020 году с вводом в эксплуатацию первого блока Белорусской атомной станции (1200 мегаватт) доля природного газа в балансе производства электроэнергии сократилась до 65%;
С введением второго блока (1200 мегаватт) доля природного газа для производства электроэнергии сократится до 40%
- Беларусь - крупный переработчик нефти (36-е место в мире, 19 млн т нефтепродуктов в 2018 году).

Импорт/Экспорт

- Беларусь сильно зависит от импорта всех видов ископаемого топлива, поставляемого в основном из России.
- Страна является одним из крупнейших в мире импортеров природного газа: по предварительным данным за 2018 год, она импортировала 17 млн т н.э. (20 млрд кубометров) природного газа, что делает ее ведущим импортером среди стран Восточной Европы и СНГ.
- Беларусь также импортирует большое количество сырой нефти (17 млн т н. э. в 2018 году), однако большая часть нефти реэкспортируется в виде нефтепродуктов (11,4 млн т н. э.). Россия является основным поставщиком сырой нефти, переработанной в Беларуси, а Беларусь, в свою очередь, является основным поставщиком нефтепродуктов на Украину.

Потребление

- В 2018 году общее потребление энергии (измеренное по общему предложению первичной энергии) в Беларуси составило 27,0 млн т н. э., что сопоставимо с потреблением в Норвегии и Венгрии.
- Промышленный сектор является крупнейшим конечным потребителем энергии с долей 36% (7,3 млн т н. э. в 2018 году); он также является крупнейшим потребителем электроэнергии и тепла. Жилищный сектор является вторым по величине сектором конечного потребления энергии в Беларуси (доля 27% или 5,2 млн т н. э. в 2018 году).
- С 2000 года наибольший рост спроса на энергию наблюдался в транспортном секторе (в 2018 году потребление было на 80% выше, чем в 2000 году). Транспорт - безусловно, крупнейший потребитель нефтепродуктов в стране.
- Первичная энергоёмкость Беларуси составляет 0,15 тонны нефтяного эквивалента [т н. э.]/1000 долларов США (2015 г.). Это выше средних мировых (0,111 т н. э./1000 долл. США) и ЕС (0,076 т н. э. / 1000 долл. США). Из стран Восточного партнерства и СНГ потребление энергии в Беларуси такое же как в Туркменистане, тогда как энергоёмкость в Беларуси ниже на 40%.

ВИЭ

- В 2018 году на возобновляемые источники энергии занимали только 6% в энергобалансе Беларуси, в основном за счет биотоплива и отходов. Доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии была еще ниже - 2% в 2018 году (0,8 ТВтч).

Управление энергетическим сектором

- В энергетическом секторе Беларуси (электроэнергия, газ и, частично, в теплоэнергетике) преобладают государственные компании, работающие под надзором Министерства энергетики. Сектора нефти, нефтепереработки и нефтехимии находятся под управлением «Белнефтехима» (Государственный нефтехимический концерн Беларуси)

Министерство энергетики отвечает за топливно-энергетический сектор Беларуси. Оно управляет вертикально интегрированным государственным поставщиком природного газа «БелТопГаз» и вертикально интегрированным государственным производителем, поставщиком и розничным продавцом электроэнергии БелЭнерго. Министерство также курирует государственную Белорусскую атомную электростанцию (АЭС) и другие государственные организации,

работающие в энергетическом секторе, и отвечает за реализацию Отраслевой программы развития электроэнергетической системы.

Государственное регулирование энергетического сектора, включая энергоэффективность и возобновляемые источники энергии, осуществляется декретами, указами Президента, постановлениями правительства, Министерства антимонопольного регулирования и торговли, Министерства энергетики.

Департамент энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации отвечает за разработку и реализацию национальной политики в области энергоэффективности и возобновляемых источников энергии. Он также отслеживает и обеспечивает государственный контроль за рациональным использованием топлива, электроэнергии и тепла.

Местные советы депутатов, органы исполнительной власти и административные органы реализуют государственную энергетическую политику, в Беларуси также существуют общественные и неправительственные организации, работающие в области энергоэффективности, возобновляемых источников энергии и защиты окружающей среды.

1.3. Законодательство

Нормативно-правовая база

Основными законодательными актами, регулирующими энергетический сектор Беларуси, являются:

- Закон о газоснабжении (2003 г.)
- Закон о ядерной энергии (2008 г.)
- Закон о возобновляемых источниках энергии (2010 г.)
- Закон об энергосбережении (2015 г.).

Закон «Об энергосбережении» предусматривает внедрение технологий повышения энергоэффективности и требования к энергоэффективному оборудованию, вместе с тем в Беларуси нет закона об электроэнергии, хотя правительство рассматривает возможность разработки закона, предполагающего разделение электроэнергетического сектора по видам экономической деятельности.

29 мая 2019 года подписан Протокол о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего рынка электроэнергии ЕАЭС).

В связи с отсутствием правовой базы рыночных отношений в электроэнергетике Беларуси придется завершить работу над проектом Закона об электроэнергии, чтобы белорусские компании могли участвовать в общем энергетическом рынке ЕАЭС до 2025 года. Беларусь также должна обеспечить разработку правил для функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии, а также другие подзаконные акты, регулирующие экономические, технические, информационные и организационные отношения участников оптового и розничного рынков электроэнергии.

В Беларуси также нет и закона о тепловой энергии и никаких предложений на данный момент в настоящее время не рассматривается.

В мае 2013 года правительство утвердило Правила энергоснабжения, законодательно закрепляющие развитие и реконструкцию электрических сетей, а в августе 2014 года было одобрено новое Постановление о подключении к сети, позволяющее небольшим частным производителям получать доступ к сети.

11 сентября 2019 года Постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 609 «О вопросах в области теплоснабжения» утверждены правила теплоснабжения. Правила теплоснабжения регулируют отношения потребителей с энергоснабжающими организациями, порядок подключения систем теплоснабжения потребителей к тепловым сетям, порядок оплаты тепловой энергии.

В 2015 году правительство Беларуси внесло поправки в положения о возобновляемых источниках энергии Закона о возобновляемых источниках энергии, принятого в 2010 году. В мае 2015 года оно утвердило Указ президента об использовании возобновляемых источников энергии, а в августе 2015 года - постановление о новой методологии для расчета повышающего тарифа. В марте 2016 года состоялось утверждение Комплексного плана развития электроэнергетики до 2025 года и на последующий период, а в апреле 2016 года была утверждена Национальная программа энергосбережения на 2016-2020 годы.

В соответствии с Указом Президента № 357 от 24 сентября 2019 года только генерирующие компании ВИЭ, использующие новое оборудование, могут принимать участие в тендерах по выделению квот на реализацию проектов ВИЭ; вся возобновляемая электроэнергия по контрактам закупается по стимулирующим тарифам в течение десять лет. Согласно Закону «О возобновляемых источниках

энергии», закупка из возобновляемых источников энергии осуществляется за счет энергоснабжающих предприятий (региональные подразделения вертикально интегрированного оператора, Государственное производственное объединение (ГПО) «Белэнерго»). Генераторы возобновляемой электроэнергии должны следовать графику диспетчерского центра для поддержания надежности системы (т.е. прекращать подачу электроэнергии ночью и перезапускать ее днем).

1.4. Ключевые политики

Целью энергетической политики Беларуси является обеспечение надежной и устойчивой энергетики при одновременном снижении зависимости от импорта энергии и повышении финансовой стабильности энергетического сектора. Возобновляемые источники энергии и энергоэффективность были признаны одними из средств достижения этих целей, вместе с тем большая часть изменений в энергетическом секторе будет произведена из-за новой атомной электростанции, которая, частично введена в эксплуатацию в 2020 году.

Основной документ энергетической политики Беларуси, *Концепция энергетической безопасности*, вступил в силу 1 января 2016 года. Цели политики остались такими же, как и в предыдущем документе подобного рода: более широкое использование местного топлива и снижение зависимости от импорта газа; расширение торговли и регионального сотрудничества; обеспечение государственного контроля и управления отношениями между субъектами ТЭК; активное использование новых технологий; и снижение энергоемкости ВВП. Согласно Концепции на период до 2035 г., национальная энергетическая политика будет сосредоточена на следующих девяти областях:

1. Энергетическая независимость, т. е. увеличение уровня обеспеченности национальных потребностей в энергии за счет внутренних энергетических ресурсов, в том числе возобновляемых источников энергии, до 20% в 2035 году (14% в 2015 году).
2. Диверсификация поставщиков и видов энергоресурсов (местные и возобновляемые энергоресурсы, атомная энергия), снижение доли доминирующего поставщика энергоресурсов в общем импорте энергоресурсов от 90% в 2015 году до 70% в 2035 году.

3. Надежность энергоснабжения, резервирования и переработки топливно-энергетических ресурсов.
4. Повышение энергетической эффективности конечного потребления топливно-энергетических ресурсов за счет внедрения новых технологий и материалов в производстве и сфере обслуживания, строительства и ЖКХ; снижение энергоемкости ВВП примерно на 37% к 2035 г. от уровня 2010 г.
5. Экономическая и энергетическая эффективность производства энергии и ее распределения (создание благоприятной экономической и правовой основы для развития энергетического сектора, модернизация и реконструкция энергетических сетей и инфраструктуры).
6. Доступность топливно-энергетических ресурсов для потребителей, ликвидации перекрестного субсидирования электроэнергии и тарифов на тепловую энергию.
7. Интеграция в мировую энергетическую систему, развитие международного сотрудничества с Евразийским экономическим Союзом, ЕС и ведущими энергетическими организациями, такими как Международное энергетическое агентство и Международный центр по обогащению урана; расширение экспорта энергоносителей в страны ЕС.
8. Совершенствование системы управления в национальном энергетическом секторе, создании оптового национального рынка электроэнергии, разработка закона «Об электроэнергетике».
9. Обеспечение научной и технической поддержки для развития энергетической системы, в центре внимания такие направления, как энергоэффективные технологии, ядерные технологии, местные топливно-энергетические ресурсы и ВИЭ, охрана окружающей среды, интеллектуальное управление топливом и производством энергии и потребления.

25 февраля 2020 г. одобрена *Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года*. Согласно Концепции:

- Структура генерирующего оборудования будет оптимизирована для поддержания резервов энергосистемы и соответствия требуемым показателям энергетической безопасности;
- Подходы к техническому обслуживанию ветхого и/или неостребованного котельного оборудования должны быть пересмотрены с учетом ввода в некоторых системах централизованного теплоснабжения электрических котлов;

- Должна наращиваться поддержка и развитие электросетевой инфраструктуры с возможностью увеличения экспорта электроэнергии;
- Системы централизованного теплоснабжения и тепловые сети должны быть модернизированы, чтобы минимизировать количество используемого оборудования тепловых электростанций и котельных энергосистем при одновременном обеспечении поставок тепловой энергии потребителям.
- Системы теплоснабжения должны быть оснащены комплексной автоматизацией, то есть едиными информационными системами, использующими технологии интеллектуальных сетей для автоматизации организационных и технологических процессов централизованного теплоснабжения в городах.
- Должна быть разработана законодательная и нормативная база для регулирования функционирования энергетической системы Беларуси, включая документы, принятые и планируемые к принятию ЕАЭС и другими международными объединениями.

Комплексный план развития электроэнергетической сферы предусматривает интеграцию АЭС и необходимые изменения в нормативно-технической базе. План также включает поддержку восстановления и развитие электрической сети, а также поэтапную отмену тарифных субсидий. Его основные технические цели:

- Ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС (2 400 МВт).
- Снижение к 2025 году доли газа в производстве тепла и электроэнергии до 60%.
- Интеграция АЭС в сеть, установка 985 МВт электродкотлов организациями ГПО Белэнерго и 200 МВт другими потребителями.
- Постройка 800 МВт пиковой резервной мощности.
- Ограничение основного режима работы Белорусской АЭС в неотопительный период до 80% номинальной мощности.
- Внедрение систем электрического отопления и горячего водоснабжения в новостройках, когда это технически и экономически целесообразно.
- Расширение инфраструктуры зарядки электромобилей и общественного транспорта.

1.5. Энергетическая статистика

Национальный статистический комитет (Белстат) отвечает за сбор и публикацию данных по энергетике в Беларуси.

Основными источниками данных являются годовые, квартальные и ежемесячные обзоры потребления энергии и промышленного производства; информация о торговле и запасах собирается ежемесячно.

Методология сбора энергетической статистики Беларуси основана на:

- Международных рекомендациях по статистике в области энергетики (2011 г.)
- Руководство по энергетической статистике (МЭА, 2005 г.)
- Показатели энергоэффективности: основы статистики (МЭА, 2014 г.)
- Энергетическая статистика: руководство для развивающихся стран (ООН, 1991).
- Энергетическая статистика: определения, единицы измерения и коэффициенты пересчета (ООН, 1987)
- Концепции и методы энергетической статистики с особым упором на энергетические счета и балансы (Concepts and Methods in Energy Statistics, with Special Reference to Energy Accounts and Balances: A Technical Report) (ООН, 1982).

Энергетический баланс Республики Беларусь является основным статистическим изданием и находится в открытом онлайн в разделе «Энергетика» веб-сайта Белстата. Также выпускается ежемесячный бюллетень, доступный по запросу. Белстат распространяет пять ежегодных совместных энергетических вопросников Международного энергетического агентства (МЭА)/Евростата/Европейской экономической комиссии Организации Объединенных Наций (ЕЭК ООН) с начала 1990-х годов и согласовал свой энергетический баланс с Международными рекомендациями по энергетической статистике. Он также передает данные Статистическому комитету СНГ и ЕЭК. Кроме того, Беларусь участвует в Инициативе совместных организаций по данным (JODI) как по нефти, так и по газу, отправляя эти ежемесячные данные в Статистический отдел ООН (UNSD).

Данные по энергетике, предоставляемые Белстатом, широко используются государственными учреждениями. Снижение энергоемкости является одной из целей ключевого документа энергетической стратегии страны, Концепции энергетической безопасности, и изменение этого показателя отслеживается в каждом пятилетнем плане.

Энергетические данные также являются важным вкладом в краткосрочные и среднесрочные прогнозы Министерства экономики, оценки энергосбережения Департаментом энергоэффективности, инвентаризацию выбросов углекислого газа (CO₂), проводимую Министерством природных ресурсов и исследования Национальной академии наук.

Национальный статистический комитет разработал временные ряды энергопотребления с поправкой на температуру, а также тесно сотрудничает с Департаментом по энергоэффективности и другими заинтересованными сторонами в разработке расширенного набора показателей энергоэффективности для помощи в планировании энергоэффективности. Вопросы о конечном использовании энергии были включены в обследование домашних хозяйств 2015 года.

1.6. Энергетическая безопасность

Энергетические запасы

Нефтяные месторождения Беларуси находятся в едином нефтегазовом бассейне Припяти. Есть несколько действующих нефтяных месторождений и еще 59 разрабатываются, крупнейшие из которых находятся на завершающей стадии.

Разведанные запасы торфа оцениваются в 4 миллиарда тонн: 41 месторождение торфа занимает общую площадь 34 000 га. Производство торфа в Беларуси в 2018 году составило 551 тыс т н.э.

Беларусь выявила запасы бурого угля в размере 150 млн тонн, с дальнейшим потенциалом 98,2 млн тонн. Наиболее перспективные месторождения для промышленной разработки находятся в западной части Гомельской области

Сланцевая нефть является значительным, но неосвоенным энергетическим ресурсом в Беларуси: по оценкам, общие запасы составляют 8,8 млрд тонн сланцевой нефти, извлекаемые запасы - до 3,6 млрд тонн, все они сосредоточены в Припятском сланцевом бассейне. Разведано около 30% Любанского и Туровского месторождений, а вероятные ресурсы оцениваются в 1 223 млн тонн (Любанское месторождение) и 2 684 млн тонн (Туровское месторождение)

Энергетическая безопасность и диверсификация

Энергетическая безопасность является одной из основных целей Беларуси, т.к. страна имеет высокую зависимость от импорта российской нефти и природного газа, это делает необходимым развитие энергоэффективности и возобновляемых источников энергии. Энергетическая стратегия страны все больше нацелена на снижение зависимости от импорта (особенно от природного газа от одного поставщика) за счет развития местных источников энергии, внедрения ядерной энергетики, снижения общего потребления и уменьшения количества природного газа в структуре энергопотребления.

В целях увеличения энергетической независимости и диверсификации поставок импорта в качестве стратегических целей до 2035 года, Беларусь планирует сократить поставки из России с 90% до 70% от общего импорта энергии и, что наиболее важно, сократить долю газа в производстве электроэнергии и тепла с 90% до 50%.

Правительство также отслеживает 11 показателей энергетической безопасности в целях разработки политики. Индикаторы нейтральны с точки зрения технологии и в основном ориентированы на общую эффективность сектора; семь из них представлены в таблице ниже:

Индикатор	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Доля производства в валовом потреблении ТЭР (%)	14	14	16	17	18	20
Доля ВИЭ в валовом потреблении ТЭР (%)	5	5	6	7	8	9
Доля доминирующего поставщика ТЭР (%)	96	90	85	80	75	70
Доля природного газа в валовом потреблении (%)	64	60	57	55	52	50
Отношение установленной мощности к пиковой нагрузке (%)	127	160	160	155	150	145
Доля газа в производстве тепловой и электрической энергии (%)	91	90	70	60	50	<50
Энергоемкость ВВП, т н. э/бел. руб (в ценах 2005)	426	378	370	353	317	268

Источник: Минэнерго,
minenergo.gov.by.

1.7. Структура рынка

Электричество

Общий контроль и управление сектором электроэнергетики и тепла находится в ведении Министерства энергетики, при этом БелЭнерго владеет и управляет производством, передачей, распределением и розничной продажей электроэнергии и тепла. Функции оператора системы передачи распределены между БелЭнерго и его дочерними предприятиями: центральным диспетчерским подразделением и шестью региональными энергосистемами, или Облэнерго, которые выступают в качестве операторов системы распределения. БелЭнерго производит около 50% тепла, а оставшуюся часть обеспечивают местные теплоснабжающие компании, принадлежащие муниципалитетам.

Отраслевая программа развития электроэнергетической системы на 2016-2020 годы предусматривала реструктуризацию электроэнергетического сектора и совершенствование управления и организационной структуры электроэнергетической системы путем разделения производственного цикла по видам деятельности (производство, передача, распределение и сбыт) и создания соответствующих структур. – Она также была направлена на разработку и принятие правовых актов, необходимых для регулирования, касающихся: 1) отношений между государством и организациями электроэнергетического сектора; 2) степень участия государства в управлении и регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию; 3) основные принципы формирования и функционирования оптового и розничного рынка электроэнергии. Стоит отметить, что не все, что было запланировано программой было выполнено в полном объеме. Развитие данных положений также отражено в Концепции развития генерирующих мощностей и электрических сетей до 2030 года.

Нефть

Белнефтехим - ключевой орган, отвечающий за нефтяной сектор страны. Он подчиняется непосредственно Совету министров и включает более 80 компаний и организаций, ответственных за весь спектр деятельности в цепочке создания стоимости нефти, включая разведку и добычу нефти, транспортировку, переработку и маркетинг.

Он также производит широкий спектр химической и нефтехимической продукции.

Газ

Сектор природного газа в основном состоит из двух компаний: «Газпром-ТрансГаз», которая управляет системами транспортировки, транзита и хранения высокого давления, а также отвечает за новое строительство и техническое обслуживание; и БелТопГаз, который занимается распределением газа и розничной продажей. Газпром-ТрансГаз продает газ БелТопГазу, который через свои семь дочерних структур (региональных распределительных компаний) перепродает газ конечным потребителям во всех секторах.

«Газпром-ТрансГаз» полностью принадлежит «Газпрому», и все вопросы, связанные с транзитом природного газа, включая инфраструктуру, работу системы, структуру тарифов и технические услуги, решаются в соответствии с двусторонним соглашением с «Газпромом». БелТопГаз полностью принадлежит государству.

Торф

Рынок торфа контролируется БелТопГаз, который контролирует производство, распространение и розничный маркетинг торфа и сопутствующих товаров. БелТопгаз имеет семь дочерних структур (региональных сбытовых компаний), которые поставляют торф конечным потребителям во всех отраслях.

Ядерная энергетика

Согласно Уставу, Министерство энергетики организует и координирует производство ядерной энергии, а также строительство и эксплуатацию АЭС в Беларуси.

В соответствии с Указом Президента Республики Беларусь от декабря 2013 г. № 583 Республиканское унитарное предприятие «Белорусская атомная электростанция» выполняет функции собственника и эксплуатирующей организации по вводу в эксплуатацию, эксплуатации, контролю качества, продлению срока эксплуатации и выводу из эксплуатации Белорусской АЭС.

ВИЭ

Закон о возобновляемых источниках энергии установил законодательную основу для стимулирующих тарифов на

возобновляемые источники энергии. Тарифы на электроэнергию, произведенную из ВИЭ, основаны на тарифе на электроэнергию для промышленности (установленная мощность до 750 киловольт-ампер [кВА]), умноженном на специальный коэффициент, зависящий от типа возобновляемой энергии и срока службы установки (менее десяти лет или более десяти лет). Производители возобновляемой энергии также получают выгоду от гарантированного подключения к электросети. Несмотря на то, что соответствующее законодательство вступило в силу в 2011 году, производство возобновляемой энергии в Беларуси оставалось незначительным до 2014 года, когда генерирующие станции вышли на запланированную мощность. В 2015 году поддержка возобновляемых источников энергии была дополнительно дифференцирована по типу энергии, мощности и сроку службы установки.

Порядок установки, модернизации и реконструкции существующих блоков, а также определения и распределения квот определяется Указом Президента об использовании возобновляемых источников энергии (2019) и Постановлением Совета Министров об установлении и распределении квот на строительство объектов возобновляемой энергетики (2015). Как следствие, была создана национальная межведомственная комиссия для определения и распределения квот для возобновляемой энергии. Эти квоты не распространяются на блоки, используемые организациями и частными лицами для удовлетворения собственных потребностей в энергии, а также на инвестиционные контракты, заключенные и зарегистрированные до вступления в силу указа президента. В 2019 году было постановлено, что в системах возобновляемой энергетики может использоваться только новое оборудование; что производство возобновляемой энергии мощностью более 1 МВт должно быть включено в ежедневный график регулирования для покрытия необходимой электрической нагрузки энергосистемы; и что владельцы систем возобновляемой энергетики имеют право передавать электрическую энергию по сетям энергоснабжающих организаций.

Межведомственная комиссия установила квоту на 2020-22 годы для общей генерации на основе возобновляемых источников энергии на уровне 136,8 МВт: 12 МВт за счет биогаза, 19,8 МВт за счет ветра, 62 МВт за счет малых гидроэлектростанций, 3 МВт за счет биомассы и 40 МВт за счет геотермальной энергии. Также утвержден список организаций и индивидуальных предпринимателей, имеющих право создавать объекты возобновляемой энергетики в пределах выделенных квот.

Несмотря на признание долгосрочной ценности повышения энергоэффективности, стоит отметить нехватку финансовых средств и инвестиций. Стоимость Национальной программы энергосбережения на 2016-2020 годы оценивалась в 5 миллиардов долларов, из которых пятая часть должна была быть профинансирована из государственного бюджета. Оставшаяся часть должна была поступить за счет частного финансирования, льготных кредитов от международных финансовых организаций, кредитов от Банка развития Республики Беларусь и других инструментов финансового рынка.

По согласованию с Министерством экономики Департамент энергоэффективности ежегодно разрабатывает и утверждает основные мероприятия по энергосбережению, которые будут финансироваться из государственного бюджета. Критерии отбора проектов энергоэффективности для поддержки государственного бюджета были согласованы Министерством экономики и утверждены Постановлением № 17 Департамента энергоэффективности от 14 октября 2010 года. Основные приоритеты энергосбережения определены на основе 12 критериев.

На данный момент в Беларуси нет специального государственного фонда, предназначенного для предоставления финансовых стимулов программам по энергоэффективности, вместе с тем Департамент энергоэффективности контролирует уровень инвестиций в энергоэффективность.

Ряд международных финансовых организаций (МФО), таких как ЕБРР, МБРР, Северная экологическая финансовая корпорация (НЕФКО), Международная финансовая корпорация (МФК), а с недавних пор и Евразийский банк развития (ЕАБР), в последние несколько лет предоставляли Беларуси кредитные линии для повышения энергоэффективности. Эти кредитные линии помогают местным компаниям покупать и устанавливать энергоэффективное оборудование, приборы и материалы, а также установки на возобновляемых источниках энергии. Инвестиции предоставляются на улучшение энергоэффективности помещений, изоляцию, энергоэффективные котлы, солнечные водонагреватели и солнечные панели и т.д. Вместе с кредитными линиями часто предлагается техническая помощь в разработке и оценке проектов.

Белорусские банки-партнеры определяют процентные ставки, условия кредитования, валюту и другие условия в рамках разработки продукта,

исходя из потребностей компании и политики управления рисками банка. Условия финансирования уточняются банком-участником в индивидуальном порядке.

Срок погашения большинства коммерческих займов составляет ≤ 5 лет. Банк развития Республики Беларусь (ББРР) может финансировать долгосрочные проекты, имеющие важное социальное и экономическое значение, путем прямого кредитования или финансирования посредством лизинга, или может выступать в качестве посредника для привлечения заемных средств на финансовом рынке. Другие белорусские коммерческие банки могут финансировать проекты через рынок ценных бумаг.

Энергосервисных компаний (ЭСКО) в Беларуси не существуют, а осведомленность о концепции работы ЭСКО и из преимуществ довольно низкая. Однако в декабре 2015 года правительство приняло Закон о государственно-частном партнерстве для поощрения иностранных инвестиций в соответствии с международной практикой и в сотрудничестве с Европейской экономической комиссией ООН, Международной финансовой корпорацией и ЕБРР. Учитывая эффективность ЭСКО в государственно-частном партнерстве, этот закон и поддерживающие механизмы для привлечения иностранных инвестиций должны повысить потенциал для развития рынка ЭСКО в Беларуси в среднесрочной перспективе.

Указ Президента «О повышении энергоэффективности многоквартирных домов», предусматривает тепловую модернизацию зданий для снижения потребления тепла в жилищном секторе. Он предусматривает создание условий для проведения тепловой модернизации жилищного фонда с привлечением разных источников финансирования. Источниками финансирования будут средства граждан (не менее 50%); средства местного бюджета, поступающие от приватизации жилых помещений; местные бюджеты на капитальный ремонт жилого фонда и любые другие источники финансирования, не запрещенные законом. В Гродненской и Могилевской областях используются средства проекта Международного Банка Реконструкции и Развития (МБРР).

1 сентября 2013 года в Беларуси вступил в силу стандарт СТБ ISO 50001-2013 по системам энергоменеджмента. В отличие от энергоаудита, организации добровольно внедряют систему энергоменеджмента.

Регулирование рынка

В Беларуси нет единого независимого органа регулирования энергетики. Министерство антимонопольного регулирования и торговли отвечает за регулирование тарифов на электроэнергию и тепло для промышленных потребителей, независимых поставщиков и всех категорий, кроме бытовых потребителей, в соответствии с Указом о ценовых тарифах 2011 года. Тарифы на электроэнергию для бытовых потребителей регулируются Советом министров, а региональные исполнительные комитеты и Минский городской исполнительный комитет несут ответственность за регулирование тарифов на тепло, которые еще не предусмотрены Советом министров.

Правительство планирует разработать законодательные акты, регулирующие: 1) структуру собственности в электроэнергетике и теплоэнергетике, 2) участие государства в установлении тарифов на электроэнергию и тепло, и 3) формирование и функционирование оптового рынка электроэнергии, включая законы об электро- и теплоснабжении.

Беларусь упростила правила подключения к сети посредством Указа о подключении к сети (август 2014 г.), чтобы разрешить подключение небольших частных производителей.

Тарифы

Тарифы на электроэнергию, тепло и газ утверждаются постановлением Совета министров и субсидируются для конечных пользователей.

Индивидуальные льготы доступны для определенных категорий потребителей, таких как инвесторы с крупномасштабными промышленными проектами или промышленные предприятия, имеющие стратегическое значение. Каждый случай рассматривается отдельно и при предоставлении льгот издается соответствующий указ президента.

Цена на импортируемый газ определяется контрактом между «Газпром» и Минэнерго. Государство регулирует цены на СПГ, транспортировку и распределение газа и нефти, а также нефтепродукты. После консультаций с соответствующими компаниями Министерство антимонопольного регулирования и торговли утверждает тарифы в специальном документе, в котором указаны тарифы, затраты и надбавки. Тарифы на электроэнергию для бытовых потребителей дифференцируются по объему и времени потребления (пиковые или внепиковые периоды).

Некоторые категории потребителей могут выбрать единый или дифференцированный тариф. Цены на газ для конечных потребителей зависят от вида экономической деятельности. Тарифы на тепловую энергию варьируются в зависимости от категории потребителей и района.

Региональные рынки и взаимосвязи

Транзит электроэнергии по энергосистеме осуществляется в рамках Единого экономического пространства, которое охватывает Беларусь, Россию, Казахстан, Кыргызстан и Армению и включает ценовую и тарифную политику. Транзит электроэнергии из стран СНГ регулируется Соглашением о транзите электроэнергии в пределах СНГ (2000 г.). 29 мая 2019 года подписан протокол о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего рынка электроэнергии ЕАЭС). Протокол определяет общие принципы формирования, функционирования и развития единого рынка электроэнергии ЕАЭС. В этих рамках сотрудничество основывается на равноправии государств-членов, балансировании экономических интересов производителей и потребителей электроэнергии и приоритетном использовании рыночных механизмов, обеспечивающих беспрепятственный доступ к объектам естественных монополий.

Стратегические планы энергосистем стран Балтии и Украины по присоединению к энергосистеме Европейской сети операторов систем передачи электроэнергии (ENTSO-E) привели к снижению внешних подключений - и, следовательно, надежности - энергосистемы Беларуси. Если электроэнергетическая система Литвы и Единая энергетическая система Украины прекратят параллельную работу с Единой энергетической системой Беларуси, из ее 11 межгосударственных воздушных линий только 4 останутся в эксплуатации с Единой энергетической системой России. Таким образом, Концепция развития генерирующих мощностей и электрических сетей до 2030 года предлагает варианты повышения надежности энергосистемы Беларуси.

Беларусь транспортирует газ из России в Украину, Польшу, Литву и Калининградскую область России (через Литву). «Газпром-Трансгаз» управляет газопроводом «Ямал-Европа», по которому газ идет в Германию. Сам газопровод принадлежит «Газпрому».

Однако «Газпром-Трансгаз» не участвует в подготовке десятилетних планов развития сети для систем передачи и сетевых кодов с Европейской сетью операторов систем передачи газа.

Транспортировка нефти в Беларуси осуществляется по системе трубопроводов «Дружба»: Унеча-Полоцк мощностью 29 млн т / год, Унеча-Мозырь (80 млн т / год) и Сургут-Полоцк (40 млн т / год).

Нефть с линии Унеча-Мозырь используется для переработки на Мозырском НПЗ; по трубопроводу Мозырь-Броды нефть идет в Украину, Венгрию и Словакию; по линии Мозырь-Адамова застава нефть транспортируется в Польшу и Германию. Магистральные нефтепроводы Сургут-Полоцк и Унеча-Полоцк поставляют нефть для переработки на Нафтане; По линии Полоцк-Биржай-Мажейкяй нефть идет транзитом в Литву, а Латвия получает нефть по магистральному нефтепроводу Полоцк-Вентспилс. Суммарная мощность переработки двух белорусских НПЗ (Мозырский и Новополоцкий) составляет 22 млн т / год.

Раздел 2: АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

2.1. Анализ существующей структуры и изменения установленной мощности генерирующих источников

Электрические станции

Установленная мощность белорусской энергосистемы на 01.01.2019 составила 10068 МВт, в том числе электрическая мощность 3 конденсационных станций – 4704 МВт, 14 ТЭЦ более 50 МВт – 3856 МВт, ТЭЦ менее 50 МВт – 238 МВт, мини-ТЭЦ – 42 МВт, ГЭС и ВЭУ – 98 МВт, локальных источников, не входящих в состав ГПО «Белэнерго», – 1130 Вт (их них ВИЭ – 293 МВт). Доля блок-станций в общей мощности энергосистемы – 11,2 %.

В результате реализации мероприятий по модернизации энергосистемы, проведенных в 2011 – 2018 годах, установленная мощность всех генерирующих источников возросла на 1802 МВт (на 21,8 %).

Изменение структуры установленной мощности генерирующих источников организаций ГПО «Белэнерго» и других ведомств представлено на рисунке 1.

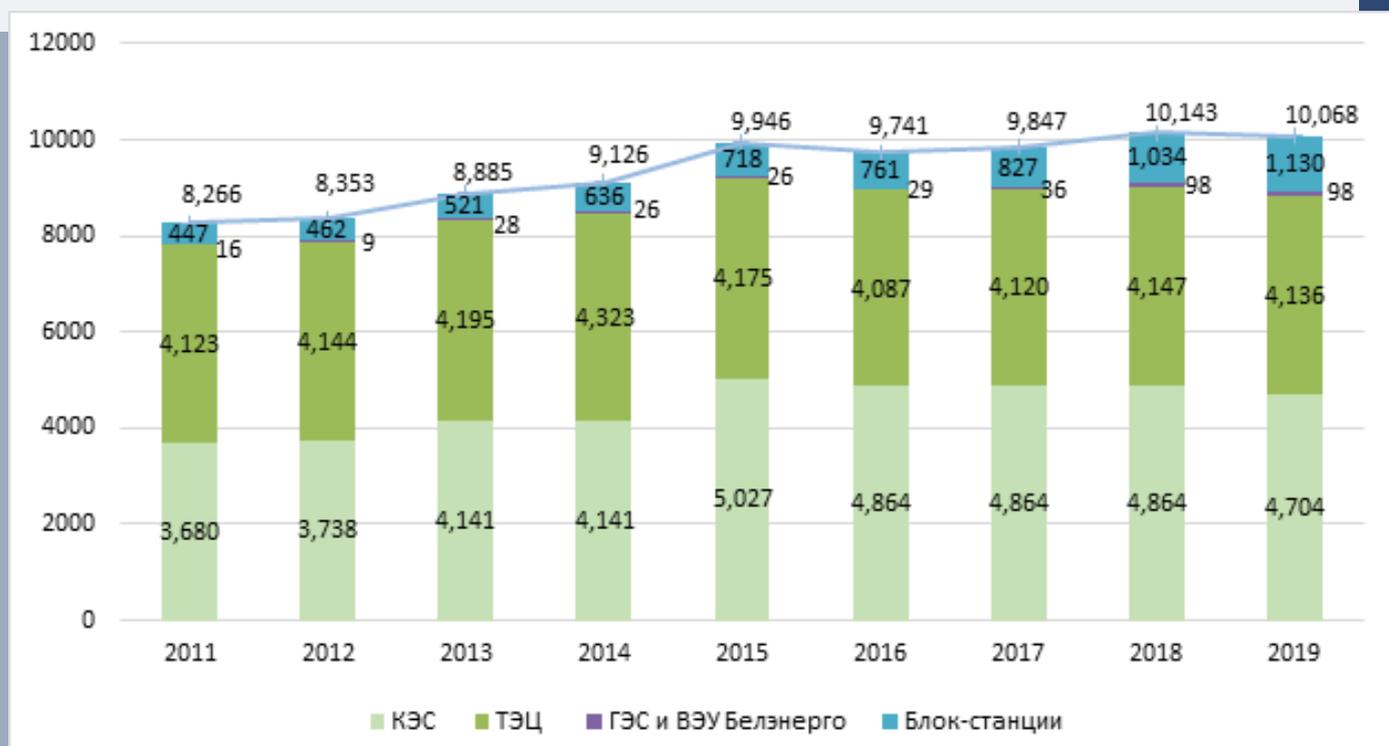


Рисунок 1 - Структура установленной мощности генерирующих источников энергосистемы на 1 января 2020, МВт

Системная модернизация производственных фондов электроэнергетического комплекса позволила обеспечить потребителей республики электрической энергией, практически отказаться от импорта и существенно увеличить ее экспорт на внешние рынки. Динамика показателей производства, потребления, экспорта и импорта электрической энергии за 2018 год по сравнению с 2010 годом представлена на рисунке 2.

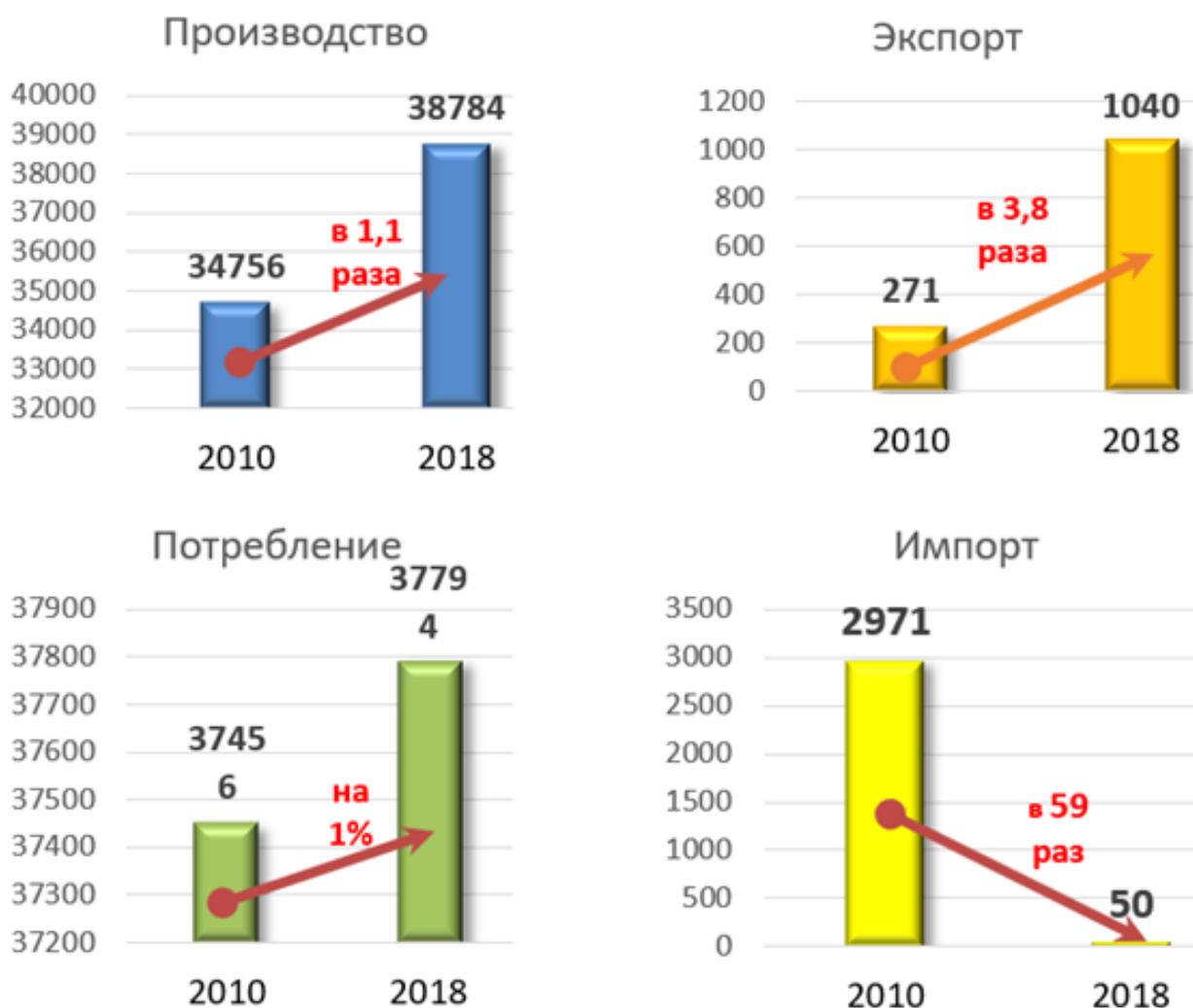


Рисунок 2 - Показатели производства, потребления, экспорта и импорта электрической энергии 2018 года по отношению к 2010 году (млн.кВт.ч)

Увеличение экспорта электрической энергии и отказ от импорта позволил в 2018 году повысить коэффициент использования установленной мощности (далее – КИУМ) на энергоисточниках ГПО «Белэнерго» по сравнению с 2016 и 2017 годами: в 2018 КИУМ – 41 % (3 592 часа), в 2016 и 2017 годах – на уровне 39 % (3 416 часов).

Анализ результатов расчетов использования установленной мощности, показывает, что по отдельным объектам он выше среднего уровня (ТЭЦ-5, Гродненская ТЭЦ-2, Восточная мини-ТЭЦ (г.Витебск), Северная мини-ТЭЦ (г.Гродно), Жлобинская ТЭЦ, а значительно ниже среднего уровня – на Новополоцкой ТЭЦ, Могилевской ТЭЦ-2,

Светлогорской ТЭЦ, Мозырской ТЭЦ, Жодинской ТЭЦ, Лидской ТЭЦ, Белорусской ГРЭС, Гомельской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2. Низкая загрузка ряда ТЭЦ обусловлена сезонностью их работы, связанной в основном с отопительными нагрузками жилого и общественного сектора.

В Новополоцке, Могилеве, Светлогорске, Мозыре и Бобруйске, где генерирующие источники создавались в основном для обеспечения паром крупных промышленных предприятий, низкая загрузка действующих мощностей обусловлена либо созданием собственной генерации на предприятиях, либо модернизацией производств с отказом от паровых технологий. В прогнозируемом периоде с учетом наблюдающегося значительного снижения потребности в паре промышленных параметров, избыточности энергосистемы и развитием электрических технологий в промышленном производстве дальнейшее развитие источников, базирующихся на отпуске потребителям тепловой энергии в виде пара, должно быть оптимизировано.

Анализ работы генерирующих источников других ведомств (блок-станций), находящихся в параллельной работе с энергосистемой, показал, что КИУМ блок-станций на газе и вторичных энергоресурсах на 17 % превышает КИУМ источников организаций ГПО «Белэнерго» и составляет 48,0 % (4 205 часов). КИУМ источников, работающих на ВИЭ, составляет 17 % (1 486 часов). При этом низкий КИУМ соответствует генерирующим источникам на базе солнечной энергии – 13,1 % и ветровой энергии –

12,3 %, выше среднего на базе гидроэнергии – 40,5 % и биогаза – 45,2 %.

Значительный рост с 2010 года по 2018 год установленной мощности блок-станций (в 2,5 раза) и выработки ими электрической энергии (в 1,8 раза) указывает на необходимость создания механизмов привлечения таких источников к регулированию нагрузки в энергосистеме.

В настоящее время износ генерирующего оборудования организаций ГПО «Белэнерго» находится на нормальном уровне и составляет 42,5 %, что обусловлено проводимой с 2006 года системной модернизацией генерирующего оборудования, включающей ввод крупных генерирующих источников на Березовской ГРЭС, Лукомльской ГРЭС, ТЭЦ-5. Вместе с тем до 2030 года по значительной части оборудования генерирующих источников истекают нормативные сроки эксплуатации. Для поддержания показателя по износу в пределах, соответствующих энергетической безопасности,

при разработке пятилетних программ развития необходимо провести ранжирование объектов на предмет их замены, модернизации, обоснованных сроков продления эксплуатации либо вывода из эксплуатации. При этом требуется учитывать необходимость поддержания резервов мощности в энергосистеме, которые значительно возрастут после ввода Белорусской АЭС.

Районные котельные

Сложившиеся схемы теплоснабжения областных и районных городов, которые проектировались в 60 – 70 годах прошлого столетия, были нацелены на централизованное теплоснабжение промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, а также на покрытие пиковых тепловых нагрузок в теплофикационных системах. Начиная с середины 90-х годов большинство котельных на ТЭЦ используются исключительно в качестве пиковых и резервных теплоисточников, а основную теплофикационную нагрузку обеспечивают ТЭЦ. Несмотря на ежегодный прирост строящегося жилья, фактическое потребление тепловой энергии в целом по стране сокращается, что обусловлено активным внедрением энергосберегающих мероприятий в промышленности и жилищно-коммунальном хозяйстве.

В 2018 году коэффициент использования установленной мощности районных котельных в целом по организациям ГПО «Белэнерго» составил 6,9 %, а число часов использования установленной мощности – 604 часа. Это свидетельствует о наличии избыточных мощностей, что в итоге негативно влияет на величину постоянной составляющей в себестоимости тепловой энергии. По этой причине необходимо рассмотреть возможность оптимизации состава основного оборудования районных котельных с возможным выводом его из эксплуатации (демонтаж, консервация). Также влияние на снижение загрузки газомазутных котлов районных котельных окажет планируемый ввод электродкотлов в Бресте, Пинске, Гомеле, Витебске, Рогачеве, Молодечно и Костюковичах.

Низкий уровень использования котельного оборудования обусловлен значительным сокращением промышленных потребителей тепловой энергии, необходимостью поддержания резерва тепловой мощности для потребителей I и II категорий в соответствии с ТКП 45-4.02-322-2018 «Тепловые сети. Строительные нормы проектирования», повышением среднегодовой температуры в республике и высокими темпами газификации конечных потребителей с созданием децентрализованных источников теплоснабжения.

2.2. Анализ эффективности существующих систем передачи электроэнергии

Электросетевой комплекс обеспечивает передачу электроэнергии потребителям республики.

В состав электросетевого комплекса на 01.01.2019 входят:

- воздушные электрические сети классов напряжения 750 кВ, 330 кВ, 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 10 (6) кВ, 0,4 кВ, суммарной протяженностью 239 355 км;
- кабельные линии электропередачи (далее – КЛ) – 39 923 км;
- электрические подстанции напряжением 750/330/110 кВ, 330/110 кВ, 220/110 кВ, 110/10(6) кВ, 35/10 кВ, 10(6)/0,4 кВ с установленной мощностью трансформаторов более 50 ГВт.

Системообразующая сеть сформирована на напряжении 220 – 750 кВ и служит для передачи электроэнергии между генерирующими источниками и системными узловыми подстанциями, а также для обеспечения параллельной работы со смежными энергосистемами.

Объединенная энергетическая система Республики Беларусь (далее – ОЭС Беларуси) работает параллельно с энергосистемами стран СНГ и Балтии.

На 01.01.2019 ОЭС Беларуси связана с энергосистемами соседних государств по следующим межсистемным ВЛ:

с энергосистемой России по четырем ВЛ:

ВЛ 750 кВ Белорусская – Смоленская АЭС;

ВЛ 330 кВ Полоцк – Новосокольники;

ВЛ 330 кВ Витебск – Талашкино;

ВЛ 330 кВ Кричев – Рославль;

с энергосистемой Украины по двум ВЛ:

ВЛ 330 кВ Мозырь – Чернобыльская АЭС;

ВЛ 330 кВ Гомель – Чернигов;

с энергосистемой Литвы по пяти ВЛ:

ВЛ 330 кВ Гродно – Алитус;

ВЛ 330 кВ Молодечно – Вильнюс;

ВЛ 330 кВ Поставы – Игналинская АЭС № 1, № 2, № 3.

Справочно:

ВЛ 330 кВ Игналинская АЭС – Поставы № 3 (ВЛ-705) отключена со стороны ЭС Литвы.

Суммарная протяженность сетей 750 – 330 кВ на 01.01.2019 составляет 5 904 км, из них с отработанным амортизационным сроком – 23 %.

Суммарная протяженность ВЛ 220 кВ на 01.01.2019 составляет 1 790 км, с отработанным амортизационным сроком – 76 %.

С 2007 года реализуются поэтапные мероприятия по переводу сети 220 кВ на напряжение 330 кВ.

Распределительные сети напряжением 0,4 – 110 кВ являются основными сетями электроснабжения промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей.

Сеть 110 кВ связана с системообразующей сетью 330 – 220 кВ через системные подстанции 330/110 кВ и 220/110 кВ. Суммарная протяженность ВЛ 110 кВ на 01.01.2019 составляет 17 315 км, с отработанным амортизационным сроком – 55 %.

Сеть 35 кВ получает питание преимущественно от сети 110 кВ и связана с сетью 110 кВ через районные подстанции 110/35 кВ. Отличительной особенностью сети 35 кВ является ее разветвленность и значительная протяженность отдельных ВЛ 35 кВ. Суммарная протяженность ВЛ 35 кВ на 01.01.2019 составляет 11 837 км, износ сети – 46 %. В 2015 году в рамках технической политики ГПО «Белэнерго» одобрена концепция перевода сетей 35 кВ на напряжение 110 (10) кВ.

Отличительной особенностью сетей 0,4 – 10 кВ является значительная разветвленность. По состоянию на 01.01.2019 в энергосистеме Республики Беларусь насчитывалось более 4,5 млн. бытовых абонентов электрической энергии. Суммарная протяженность ВЛ 0,4 – 10 кВ на 01.01.2019 составляет 202 509 км, износ сети – 46 %.

Для принятия решения о дальнейшей эксплуатации морально и физически устаревшего силового оборудования и ВЛ на электросетевых объектах республики требуется их обследование и техническое заключение о состоянии объекта и необходимости его реконструкции.

Кроме того, амортизационная политика организаций электроэнергетики должна исходить из необходимости учета фактического износа производственных фондов (технических нормативов наработки).

2.3. Развитие электрогенерирующих объектов

Цели и направления развития электрогенерирующих источников

Целевые показатели развития электрогенерации в республике определены Концепцией энергетической безопасности Республики

Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 № 1084. К ним относятся следующие основные индикаторы:

- доля доминирующего энергоресурса (газа) в производстве тепловой и электрической энергии;
- удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций ТЭК;
- отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме.

Оптимизация состава оборудования электрогенерирующих источников организаций ГПО «Белэнерго» должна осуществляться исходя из заданных значений указанных индикаторов и иметь экономически обоснованный подход, учитывающий внешнюю и внутреннюю конъюнктуру. В частности, значения индикатора «Отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме (резервирование)», лежащие выше порога 140 %, позволяют говорить о гарантированной возможности обеспечения производителями надежного электроснабжения потребителей, вместе с тем существенное превышение указанного порога порождает дополнительную финансовую нагрузку на потребителя. В целях обеспечения баланса интересов производителей и потребителей необходимо не допускать необоснованного роста электрогенерирующих мощностей в республике, своевременно выводить из эксплуатации самортизированные мощности.

Заданные Концепцией энергетической безопасности значения указанного индикатора находятся на уровне 155 % в 2025 году и 150 % в 2030 году. Для их достижения нужно вывести из эксплуатации генерирующие источники суммарной установленной мощностью к 2026 году – 3 077 МВт, к 2031 году – 3 242 МВт (нарастающим итогом). Вместе с тем, с учетом ввода АЭС требуется актуализация методики расчета индикатора, при которой будет учтен необходимый для АЭС резерв мощности в энергосистеме.

Оптимизация генерирующих источников энергосистемы должна осуществляться с учетом современных тенденций развития науки, техники и технологий. Необходимо осуществлять мониторинг развития производства накопителей электрической энергии и при технико-экономической целесообразности использовать данное оборудование в балансировании режимов работы энергосистемы.

2.4. Развитие электрических сетей на период до 2030 года

Системообразующая сеть

Основные цели развития системообразующей сети ОЭС Беларуси:

- организация выдачи мощности существующих электростанций при их реконструкции, вводе новых блоков;
- повышение надежности электроснабжения отдельных крупных энергоузлов;
- формирование системообразующей сети 330 – 750 кВ в соответствии с поставленными актуальными задачами;
- поэтапный вывод из эксплуатации сети напряжением 220 кВ с переводом на напряжение 330 кВ и 110 кВ.

Для систематизации очередности мероприятий по модернизации, реконструкции и вводу проектируемых объектов системообразующей сети выделены этапы развития: I этап – 2025 год, II этап – 2030 год.

Сети 330 – 750 кВ

№ п.п.	Наименование объекта	Мероприятие
I этап		
1	ПС 750/330 кВ Белорусская	реконструкция ОРУ 750 кВ с заменой выключателей 750 кВ; замена выключателей в ОРУ 330 кВ
2	ПС 330 кВ Полоцк	замена АТ2 330/110/10 кВ 125 МВ·А на АТ 200 МВ·А, выключателя 110 кВ АТ2
3	ПС 330 кВ Сморгонь	установка ШР 10 кВ 30 Мвар; замена выключателей 330 кВ
4	ПС 330 кВ Могилев	выполнение ОРУ 330 кВ с использованием выключателей-разъединителей DCB 330 кВ; установка двух новых АТ (взамен существующих) 330/110/10 кВ по 200 МВ·А; выполнение ОРУ 110 кВ с использованием выключателей-разъединителей DCB
5	ПС 330 кВ Петриков	организация ОРУ 330 кВ с установкой выключателей 330 кВ; установка АТ1 и АТ2 330/110 кВ по 125 МВ·А; организация ОРУ 110 кВ; сооружение захода-выхода ВЛ 330 кВ Калийная – Мозырь на ПС 330 кВ Петриков
6	ПС 330 кВ Калийная	установка АТ2 330/110/10 кВ 200 МВ·А; установка выключателей 110 кВ и 330 кВ
II этап		
1	ПС 750/330 кВ Белорусская	замена выключателей 330 кВ
2	ПС 330 кВ Полоцк (Полоцкая)	сооружение нового ОРУ 330 кВ с установкой новых выключателей 330 кВ; замена АТ1 125 МВ·А на новый; замена выключателей 110 кВ
3	ПС 330 кВ Орша	замена выключателей 330 кВ и 110 кВ
4	ПС 330 кВ Мозырь	перевод ОРУ 330 кВ на «полупотрону» схему с установкой выключателей 330 кВ; установка АТ3 330/110 кВ 200 МВ·А. реконструкция ОРУ 110 кВ с установкой элегазовых выключателей
5	ПС 330 кВ Слуцк (Слуцкая)	организация ОРУ 330 кВ с установкой выключателей 330 кВ; установка АТ1 и АТ2 330/110 кВ по 200 МВ·А; организация ОРУ 110 кВ

**Таблица:
Мероприятия по
реконструкции
подстанций 330 –
750 кВ**

Для снижения износа сети 330 кВ в ОЭС Беларуси требуется ежегодная реконструкция (строительство) порядка 200 км ВЛ 330 кВ.

Сети 220 кВ

Мероприятия по модернизации сети 220 кВ с учетом объемов электросетевого строительства, реконструкции и технических решений по сети 330 кВ на период до 2030 года приведены в таблице

№ п.п.	Мероприятия	
	Сеть 330 (110) кВ	Сеть 220 кВ
I этап		
1	Реконструкция ПС 330 кВ Барановичи	Вывод из эксплуатации электросетевых объектов 220 кВ: ПС 220 кВ Барановичи-220; ВЛ 220 кВ Барановичи – Барановичи-220 № 1, 2; ВЛ 220 кВ Барановичи-220 – Слуцк; ВЛ 220 кВ Барановичи – Столбцы. Перевод на напряжение 110 кВ ВЛ 220 кВ Столбцы – Дубовый Лес
2	Сооружение ВЛ 330 кВ Барановичи – Столбцы (70 км)	
3	Реконструкция ПС 330 кВ Столбцы	
4	Реконструкция ПС 220 кВ Дубовый Лес	
II этап		
1	Реконструкция ПС 330 кВ Россь	Вывод из эксплуатации электросетевых объектов 220 кВ: ВЛ 220 кВ Гродно-Южная – Россь; ВЛ 220 кВ Березовская ГРЭС – Россь; Перевод на напряжение 110 кВ ВЛ 220 кВ Гродно – Гродно-Южная
2	Реконструкция ПС 330 кВ Гродно Южная	
3	Реконструкция ПС 330 кВ Гродно	
4	Реконструкция Гродненской ТЭЦ	
5	Сооружение ВЛ 330 кВ Белоозерск – Пинск – Микашевичи (177 км)	Реконструкция ПС 220 кВ Пинск с переводом на напряжение 330 кВ
6	Реконструкция ПС 330 кВ Белоозерск	
7	Реконструкция ПС 330 кВ Микашевичи	
8	Перевод ПС 220 кВ Дубовый Лес, Лапичи, Осиповичи, Центролит на напряжение 110 кВ	Вывод из эксплуатации ВЛ 220 кВ транзита Мирадино – Осиповичи – Лапичи – Дубовый Лес, Светлогорск 220 – Центролит

**Таблица:
Мероприятия
по
модернизации
сети 220 кВ**

Распределительные сети

Постепенный естественный физический износ оборудования, конструкций и материалов, а также гнездование птиц на опорах в распределительных электрических сетях приводит к снижению надежности электроснабжения, а увеличение подключенных к сети нагрузок – к снижению качества электроэнергии и повышению потерь электроэнергии. Уровень автоматизации объектов сети оказывается недостаточным. Поэтому существует необходимость развития и модернизации распределительных электрических сетей и их технического перевооружения, которые должны осуществляться на

современных принципах и современной элементной базе.

Повышению надежности электроснабжения потребителей способствует применение:

- секционирующих пунктов, особенно с использованием автоматических секционирующих устройств – реклоузеров на базе вакуумных выключателей;
 - автоматики автоматического включения резерва;
 - устройств для определения мест повреждения сети;
 - микропроцессорных устройств для систем контроля, защиты, управления, средств связи и передачи данных;
 - многоуровневых автоматизированных систем учета электроэнергии.
- Проектные решения для вновь сооружаемых распределительных сетей должны предусматривать использование:
- современного энергоэффективного электрооборудования;
 - изолированных проводов;
 - кабелей 10 (6) кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена;
 - усовершенствованных конструкций трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 10/0,38 кВ, трансформаторов, распределительных пунктов, распределительных устройств, выключателей, не требующих частых ремонтов;
 - стойки 0,4 и 10 кВ с платформой для гнездования птиц.

Эти мероприятия способствуют увеличению продолжительности межремонтного периода, снижению времени и средств на обслуживание сети.

В целях повышения уровня электробезопасности, ограничения перенапряжений при перемежающихся замыканиях на землю

и обеспечения селективной работы релейной защиты распределительную сеть 10 (6) кВ рекомендуется выполнять с резистивным заземлением нейтрали с установкой резисторов на шинах 10 (6) кВ питающих подстанций 110 (35) кВ.

Для снижения потерь мощности следует рассматривать вопрос перевода распределительных сетей напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ.

В распределительной сети вопросы повышения надежности электроснабжения потребителей, особенно в период неблагоприятных погодных-климатических условий, стихийных природных явлений

и процессов, для ВЛ, просеки которых граничат с землями лесного фонда, также планируется обеспечивать за счет следующих организационных и технических решений:

- замена неизолированного провода на защищенный (покрытый) провод ВЛ напряжением 10 (6) кВ;
- замена ВЛ напряжением 10 (6) кВ на КЛ;
- автоматизация сети с применением реклоузеров.

Сеть 110 кВ

В связи с большой протяженностью, широким спектром решаемых локальных задач, топологией сети и географическими особенностями местности развитие сетей 110 кВ рассматривается при изменении уровней электрических нагрузок либо требований по надежности энергоузлов при разработке перспективных схем развития сетей.

Для электроснабжения новых потребителей (в т.ч. свободных экономических зон в Республике Беларусь) согласно схемам развития сетей энергоузлов предусматривается сооружение (реконструкция) ряда подстанций 110 кВ и ВЛ 110 кВ.

Для снижения износа сети 110 кВ в ОЭС Беларуси требуется ежегодная реконструкция (строительство) порядка 700 км ВЛ 110 кВ.

Сеть 35 кВ

В целом по ОЭС Беларуси принята концепция перевода сетей 35 кВ на напряжение 110 (10) кВ, в связи с этим реконструкция сетей 35 кВ до 2030 года предусматривается в объемах поддержания работоспособного состояния оборудования и ВЛ 35 кВ. Основным критерием при определении дальнейшей перспективы эксплуатации сети 35 кВ ОЭС Беларуси является уровень электрических нагрузок энергорайона.

При достаточном уровне электрических нагрузок энергорайона намечается вывод из эксплуатации ВЛ 35 кВ с сооружением ВЛ 110 кВ с выполнением мероприятий по реконструкции действующих подстанций 35 кВ с переводом на напряжение 110 кВ или строительству ПС 110 кВ на новом месте.

При низких уровнях электрических нагрузок энергорайона и соответствующей конфигурации сети 10 кВ намечается перевод ВЛ 35 кВ на 10 кВ с подключением нагрузки к ближайшей ПС 110 кВ.

Сеть 0,4 – 10кВ

Сеть напряжением 0,4 – 10 кВ является основной сетью электроснабжения локальных промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей.

•До 2030 года в ОЭС Беларуси прогнозируется рост потребления электрической энергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления. Данный фактор потребует внимания к развитию распределительных сетей 0,4 – 10 кВ.

Для снижения износа сети 0,4 – 10 кВ в ОЭС Беларуси требуется ежегодное строительство (реконструкция) порядка 2700 км электрических сетей 0,4 – 10 кВ.

2.5. Средства компенсации мощности в энергосистеме

В настоящее время в сетях 330 кВ и выше в качестве средств компенсации реактивной мощности (далее – СКРМ) используются преимущественно шунтирующие реакторы.

На ПС 750 кВ Белорусская на напряжении 330 кВ установлены два нерегулируемых шунтирующих реактора мощностью по 330 Мвар. На ПС 330 кВ Барановичи, Мирадино, Поставы – управляемые шунтирующие реакторы (далее – УШР) с диапазоном регулирования от 9 до 180 Мвар.

При вводе в эксплуатацию КРУЭ 330 кВ Белорусской АЭС

в работу будут введены два УШР мощностью по 180 Мвар напряжением 330 кВ, подключаемые к сборкам 330 кВ КРУЭ 330 кВ.

В следующей таблице приведен перечень намеченных к установке СКРМ ПС 330 кВ.

№ п/п	Наименование ПС	Параметры			
		Уном, кВ	Тип	Q, Мвар	Диапазон регулирования, Мвар
1.	Россь	330	УШР	180	9 ... 180
2.	Лида	10	ШР	2x30	0; 30; 60
3.	Столбцы	10	ШР	2x20	0; 20; 40
4.	Мозырь	10	ШР	2x20	0; 20; 40
5.	Калийная	10	ШР	30	0; 30
6.	Микашевичи	10	ШР	20	0; 20

Таблица: СКРМ, намеченные к установке на ПС 330 кВ

Сетевая инфраструктура для ПРИ

Реализация схем выдачи мощности ПРИ намечается с минимальным электросетевым строительством с размещением ПРИ в непосредственной близости от энергоузлов с разветвленной системообразующей сетью 330 кВ.

№	Наименование ТЭС	Место подключения (дополнительное электрооборудование)
1	Лукомльская ГРЭС	ОРУ 330 кВ
2	Новополоцкая ТЭЦ	ЗРУ 110 кВ
3	Березовская ГРЭС	ОРУ 110 кВ (АТ 330/110 кВ)
4	ТЭЦ-5	ОРУ 330 кВ, ОРУ 110 кВ (АТ 330/110 кВ)

Таблица: Выдача мощности ПРИ

Реализация схем выдачи мощности ПРИ предполагает следующие объемы электросетевого строительства:

1. Лукомльская ГРЭС (ПРИ мощностью 150 МВт):

подключается к ОРУ 330 кВ, намечена установка двух выключателей 330 кВ.

2. Новополоцкая ТЭЦ (ПРИ мощностью 100 МВт):

подключается к существующему ЗРУ 110 кВ и связан с системообразующей сетью через ПС 330 кВ Полоцк.

3. Березовская ГРЭС (ПРИ мощностью 250 МВт):

сооружение нового ОРУ 110 кВ Березовской ГРЭС с перезаводом ВЛ 110 кВ;

для усиления связи сетей 110 кВ и 330 кВ на ПС 330 кВ Белоозерск намечена установка автотрансформатора напряжением 330/110 кВ мощностью 200 МВ·А и одного выключателя 330 кВ.

4. ТЭЦ-5:

ПРИ мощностью 100 МВт подключается к ОРУ 330 кВ, намечена установка четырех выключателей 330 кВ;

ПРИ мощностью 200 МВт подключается к ОРУ 110 кВ, намечена установка пяти выключателей 110 кВ;

для усиления связи сетей 110 кВ и 330 кВ намечена установка автотрансформатора напряжением 330/110 кВ мощностью 200 МВ·А.

2.6. Использование электрической энергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления

Для эффективной режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы в части прохождения ночных минимумов нагрузок без реализации специальных мероприятий потребуется ежесуточный останов части конденсационных блоков и теплофикационных

мощностей на ТЭС в ночные часы, что недопустимо по условиям надежности и безопасности работы электростанций, обеспечения теплоснабжения потребителей. По этой причине предусматривается реализация ряда специальных мероприятий:

- установка электрокотлов на объектах организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», объектах жилищно-коммунального хозяйства (в котельных), иных объектах, включая объекты организаций, подчиненных (входящих в состав, систему) республиканским органам государственного управления и иным государственными организациями, подчиненным Правительству Республики Беларусь,

- увеличение использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения у потребителей, включая теплоснабжение вновь вводимых жилых районов и индивидуальной застройки с учетом реализации тарифной политики, обеспечивающей экономическую привлекательность использования электроэнергии в период минимальных нагрузок энергосистемы и ограничивающих потребление электроэнергии в период пиковых нагрузок.

Суммарная установленная мощность электрокотлов, включаемая в режимах минимальных нагрузок в энергоузлах организаций ГПО «Белэнерго», составит 916 МВт, на энергоисточниках прочей ведомственной принадлежности – 200 МВт.

Увеличение использования электроэнергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления обуславливает рост электрической нагрузки у потребителя как в дневное, так и в ночное время.

В то же время снижение потребления электроэнергии для целей пищеприготовления и горячего водоснабжения по времени суток совпадает с минимумом нагрузок по энергосистеме в целом. Данное обстоятельство необходимо учитывать при планировании использования электроэнергии для этих целей.

При проектировании и строительстве питающих подстанций напряжением 330/110 кВ, понизительных подстанций напряжением 110/10 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, распределительных пунктов напряжением 10 кВ, воздушных и кабельных линий напряжением 10 – 330 кВ не предусматривался значительный перспективный рост электрической нагрузки для организации использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения.

Увеличение электрической нагрузки непосредственно у потребителя влечет за собой необходимость масштабной реконструкции и строительства электрических сетей напряжением 10 кВ и 110 кВ.

Реконструкция и строительство сетей электроснабжения для нужд теплоснабжения с учетом обеспечения требуемой категоричности данных электроприемников потребует значительных капитальных затрат.

В связи с этим перевод существующих систем теплоснабжения на системы с использованием электроэнергии необходимо рассматривать поэтапно. В первую очередь целесообразно закладывать дополнительное электросетевое строительство при возведении новых районов многоэтажной и усадебной застройки при отсутствии сетей газо- и теплоснабжения.

Для определения возможности использования электрической энергии для нужд отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления в районах (кварталах) жилой застройки и районах (кварталах) индивидуальной жилой застройки населенных пунктов необходимо учитывать:

- максимальную нагрузку, которую можно подключить к существующим электрическим сетям;
- сроки реконструкции электрических сетей при невозможности подключения запланированного количества жилых домов;
- обеспеченность перспективных жилых районов другими видами инженерных коммуникаций (магистральные теплопроводы, магистральные газопроводы).

На основании проведенных технико-экономических расчетов и (или) по результатам разработки и согласования в установленном законодательством порядке предпроектной (предынвестиционной) документации местные исполнительные и распорядительные органы принимают решения о возможности использования электрической энергии для нужд отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления, которые учитываются при дальнейшем пересмотре (корректировке) либо разработке схем теплоснабжения населенных пунктов.

Государственные энергоснабжающие организации один раз в пять лет формируют планы реконструкции электрических сетей. Включению в план реконструкции подлежат только самортизированные электрические сети либо электрические сети, которые на начало реконструкции будут полностью самортизированы. Планирование реконструкции электрических сетей осуществляется с учетом планов по газификации населенных пунктов.

РВ населенных пунктах, где построены сети газо- и теплоснабжения либо планируется их строительство, реконструкция электрических сетей не должна предусматривать использование электрической энергии для нужд отопления и горячего водоснабжения.

2.7. Развитие межсистемных связей

ОЭС Беларуси в условиях сохранения параллельной работы с ЭС Литвы и ОЭС Украины

В условиях сохранения межсистемных связей с ЭС Литвы и ОЭС Украины энергосистема Республики Беларусь работоспособна во всех режимах с учетом полной выдачи мощности Белорусской АЭС 2 400 МВт, в т.ч. при плановом/аварийном отключении энергоблока 1 200 МВт Белорусской АЭС.

Поддержание частоты и баланса активной мощности при отключении самого крупного энергоблока (блока 1 200 МВт Белорусской АЭС) предусматривается путем реализации нескольких независимых мероприятий либо их комбинации между собой:

- получение аварийного резерва от смежных энергосистем;
- использование резервных источников;
- реализация резерва на включенном генерирующем оборудовании (вращающийся резерв).

Возможность получения аварийного резерва из смежных энергосистем будет определяться наличием и условиями соответствующих договоров и загрузкой межгосударственных сечений энергосистем Республики Беларусь, России, Украины и стран Балтии.

Намечаемые резервные источники рассматриваются как быстродействующие высокоманевренные единицы оборудования, способные в течение 15 минут от момента аварийного отключения блока 1 200 МВт Белорусской АЭС обеспечить выдачу своей номинальной мощности в сеть 110 кВ и выше.

Изменения топологии схемы системообразующей сети 330 – 750 кВ с вводом мощности Белорусской АЭС 2 400 МВт и реконструкция сетей северо-восточного региона ЭС Литвы обуславливают изменение перетоков мощности в межсистемных сечениях и требуют пересмотра величин максимально допустимых перетоков (далее – МДП) межсистемных сечений, в том числе и при условии организации транзита мощности из России в Литву.

При этом МДП в сечении ОЭС Беларуси – ЭС Литвы в направлении ЭС Литвы не уменьшится относительно существующих величин, МДП в сечении ОЭС Беларуси – ОЭС Центра в направлении ОЭС Беларуси уменьшится в связи с возрастанием нормативного аварийного возмущения до 1 200 МВт (блок Белорусской АЭС).

Системообразующая сеть 220 кВ и выше позволяет осуществлять экспорт мощности 1 200 МВт во всех режимах работы.

ОЭС Беларуси в условиях выхода из параллельной работы с ЭС Литвы и ОЭС Украины

Уменьшение количества внешних связей, обусловленное стратегическими планами энергосистем Балтии и Украины по присоединению к энергообъединению Европейского союза ENTSO-E, снижает надежность работы ОЭС Беларуси.

В случае выхода ЭС Литвы и ОЭС Украины из параллельной работы с ОЭС Беларуси из одиннадцати межгосударственных ВЛ в работе остаются четыре ВЛ 330 – 750 кВ с ЕЭС России. При развитии каскадной аварии с отключением элементов межсистемных связей данный факт значительно увеличивает вероятность выделения ОЭС Беларуси на изолированную работу.

Наиболее уязвимым элементом системообразующей сети при выходе ЭС Литвы и ОЭС Украины из параллельной работы является АТ2 750/330 кВ ПС Белорусская (ВЛ 750 кВ Белорусская – Смоленская АЭС).

Значение МДП для контролируемых сечений ОЭС Беларуси – ОЭС Центра для всех сценариев выхода из параллельной работы ЭС Литвы и ОЭС Украины снижается как в нормальной, так и в ремонтных схемах, за исключением значения МДП сечения ОЭС Беларуси – ОЭС Украины (в сторону ОЭС Украины) при выходе из параллельной работы ЭС Литвы.

Для всех сценариев выхода из параллельной работы ЭС Литвы и ОЭС Украины схема системообразующей сети 220 кВ и выше ОЭС Беларуси работоспособна при плановом/аварийном отключении блока 1200 МВт Белорусской АЭС и одного из элементов межсистемной связи.

Включение намечаемых к установке в ОЭС Беларуси резервных источников позволяет снизить загрузку элементов сети в случае возникновения аварийного небаланса мощности (отключении одного блока Белорусской АЭС 1200 МВт).

Величина внешнего перетока мощности ОЭС Беларуси в сторону ОЭС Центра без электросетевого строительства не позволяет осуществлять экспорт в размере 1 200 МВт.

При отделении энергосистем Балтии и ОЭС Украины сохранение надежной работы без отключения потребителей в случае одновременного аварийного отключения двух энергоблоков Белорусской АЭС возможно только путем дополнительного сетевого строительства с ЕЭС России или организации вставок постоянного тока (далее – ВПТ) на других межгосударственных связях с возможностью использования по ним аварийного резерва мощности.

Технические решения, намеченные для повышения надежности электроснабжения приграничных энергоузлов ОЭС Беларуси при отделении ОЭС Украины и ЭС Литвы, систематизированы по годам возможного выхода из параллельной работы соседних энергосистем:

- 2023 год – отделение ОЭС Украины;
- 2025 год – отделение ЭС Литвы.

При отделении ОЭС Украины (2023 год) необходимо:

- сооружение ВЛ 330 кВ Мозырь – Микашевичи (длиной 150 км) с реконструкцией ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Микашевичи и ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Мозырь;
- сооружение ВЛ 35 кВ Храковичи – Комарин (длиной 30 км), реконструкция ПС 110 кВ Брагин, Комарин и ПС 35 кВ Храковичи, Савичи;
- сооружение КЛ 10 кВ от опоры № 77 ВЛ 10 кВ № 153 ПС 35 кВ Комаровка до ТП 10/0,4 кВ на территории н.п. «Рытец» (длиной 6,5 км).

При отделении ЭС Литвы (2025 год) необходимо:

- сооружение захода-выхода ВЛ 330 кВ Белорусская АЭС – Россь на ПС 330 кВ Лида (длиной 2х3 км) с реконструкцией ПС 330 кВ Лида (установка пяти элегазовых выключателей 330 кВ с переходом ОРУ 330 кВ на типовую схему «Полуторная»);
- строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Гродно Южная – Россь длиной 70 км и Гродно Южная – Промузел (Волковысский ЭУ) длиной 78 км по существующей трассе ВЛ 220 кВ Россь – Гродно Южная с реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Россь, ПС 330 кВ Гродно Южная и ПС 110 кВ Промузел (Волковысский ЭУ) с установкой выключателей 110 кВ для подключения намечаемой ВЛ 110 кВ (в случае вывода из эксплуатации сети 220 кВ);
- сооружение линейной перемычки 110 кВ на участке ВЛ 110 кВ Игналинская АЭС – Опса с организацией ВЛ 110 кВ Видзы – Опса;

- строительство ВЛ 110 кВ Поставы-330 – Комаи – Подольцы (87 км) с ответвлением на ПС Лынтупы (8 км) с переводом ПС 35 кВ Комаи и ПС 35 кВ Лынтупы на напряжение 110 кВ и демонтаж ВЛ 35 кВ Комаи – Лынтупы;

- сооружение ВЛ 35 кВ Субботники – Сураж длиной 15 км.

Окончательное решение о дополнительном электросетевом строительстве межсистемных связей между ОЭС Беларуси и ЕЭС России должно приниматься с участием российской стороны с учетом особенностей схем перспективного развития, режимов работы электрической сети и экономической целесообразности.

Вставки постоянного тока

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей при выходе энергосистем Балтии и Украины из параллельной работы с ОЭС Беларуси целесообразно рассмотрение вопроса об усилении межсистемных связей с ЕЭС России и/или организации несинхронных связей с энергосистемами Литвы и Украины с использованием ВПТ.

Для организации ВПТ могут рассматриваться существующие межсистемные связи по сети 330 кВ между ОЭС Беларуси и ЭС Литвы

(ВЛ 330 кВ Поставы – Игналинская АЭС № 1, № 2 и участок ВЛ № 3, Гродно – Алитус), между ОЭС Беларуси и ОЭС Украины (ВЛ 330 кВ Мозырь – Чернобыльская АЭС, Гомель – Чернигов), пропускная способность которых должна определяться при конкретной реализации проекта. Сооружение ВПТ между ОЭС Беларуси и ЭС Литвы целесообразно рассматривать в случае изменения негативной позиции Литвы относительно ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС.

При определенных условиях одним из направлений по усилению межсистемных связей ОЭС Беларуси возможно рассмотрение вопроса организации несинхронных связей с энергосистемой Республики Польша с использованием ВПТ из энергорайона ПС 220 кВ Брест-2 по существующей связи 110 кВ Брест-2 – Вулька Добрыньска с пропускной способностью 200 МВт.

Раздел 3: ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

3.1. Официальный прогноз

Прогноз потребления электрической энергии

К основным факторам, которые могут влиять на уровень конечного электропотребления, могут быть отнесены темпы роста ВВП и структурные трансформации в экономике.

Показатели роста потребления электрической энергии по новым производствам определены в межотраслевом комплексе мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года, утвержденном постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 01.03.2016 № 169. Учет объемов дополнительного потребления целесообразно осуществлять в абсолютных значениях роста конечного электропотребления.

Дополнительными влияющими факторами могут являться:

- использование электромобилей, электробусов и электрификация железнодорожного транспорта;
- вероятность международных дискриминационных мер, ограничивающих доступ к зарубежным технологиям, ноу-хау, финансовым ресурсам, что в свою очередь ограничивает доступ к энергоэффективным технологиям и оборудованию;
- колебания цен на энергетические ресурсы, от которых зависят объемы реализации энергоэффективных мероприятий и возможные объемы экспорта электрической энергии;
- объем перекрестного субсидирования в тарифах на электроэнергию.

Прогноз баланса производства-потребления электрической энергии по базовому сценарию Республики Беларусь до 2030 года, учитывающий факторы изменения электропотребления и прогнозируемое распределение объемов производства электрической энергии, представлен в следующей таблице:

№ п/п	Показатель	Факт						Прогноз		
		2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1.	Производство	34756	34082	33318	34344	38784	40264	39732	43734	47206
1.1.	ГПО «Белэнерго», в т. ч.:	32497	30606	30040	30506	34827	35944	34529	38521	41305
1.1.1.	КЭС	18397	16146	14924	15587	18986	20732	16454	4636	5784
1.1.2.	ТЭЦ	14071	14368	14988	14520	15524	14862	15074	14235	15871
1.1.3.	ВИЭ	29	92	128	399	317	350	378	405	405
1.1.4.	АЭС	–	–	–	–	–	–	2623	19245	19245
1.2.	Блок-станции, в т. ч.:	2259	3476	3278	3838	3957	4320	5203	5213	5901
1.2.1.	ископаемые виды	2163	3272	3028	3487	3560	3778	4397	4171	4206
1.2.2.	ВИЭ	96	204	250	351	397	542	806	1070	1695
2.	Импорт	2971	2816	3181	2733	50	32	0	0	0
3.	Экспорт	271	194	160	148	1040	2370	0	0	0
4.	Потребление, в т. ч.:	37456	36704	36339	36929	37794	37926	39732	43734	47206
4.1.	полезный отпуск потребителям, в т. ч.:	29295	28504	28466	28631	29183	29120	29615	31512	34752
4.1.1.	реальному сектору экономики	22938	21555	21546	21880	22457	22478	22875	24515	27079
4.1.2.	населению	6357	6949	6920	6751	6726	6642	6740	6997	7673
4.2.	потребление в Белорусской энергосистеме, в т. ч.:	6409	5424	5360	5393	5461	5330	6115	8553	8785
4.2.1.	электрокотлами на производство тепловой энергии	–	–	–	–	–	1	362	1772	1772
4.2.2.	собственные нужды Белорусской АЭС	–	–	–	–	–	–	188	1376	1376
4.2.3.	технологические нужды генерации и сетей	6409	5424	5360	5393	5461	5329	5377	4029	4261
4.3.	собственные нужды организаций-владельцев блок-станций	1885	2776	2513	2905	3150	3613	4002	3669	3669
5.	Пиковая мощность, МВт	6241	5709	5644	5779	6001	5969	6100	6300	6500

Таблица: Прогноз баланса производства-потребления электрической энергии по базовому сценарию Республики Беларусь до 2030 года, млн кВт·ч

Прогноз потребления тепловой энергии

Из анализа общего баланса производства-потребления тепловой энергии наблюдается постепенное устойчивое снижение потребления и практически полное отсутствие зависимости от объемов ВВП.

Снижению потребления тепловой энергии способствует внедрение энергоэффективных технологий в строительстве и эксплуатации жилых и общественных зданий, производственных процессах.

Доля населения в общем объеме потребления тепловой энергии составляет порядка 35 %.

Прогноз баланса производства тепловой энергии энергоисточниками организаций ГПО «Белэнерго» по базовому сценарию до 2030 года представлен в следующей таблице

№ п/п	Показатель	Факт						Прогноз		
		2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1	КЭС	382	302	315	313	309	288	100	0	0
2	ТЭЦ	30864	28307	29648	30208	30879	28599	29263	28330	28330
3	РК Белэнерго	5470	4231	4412	4165	4214	3913	3816	4334	4334
4	Электрокотлы	–	–	–	–	–	–	308	1673	1673
5	Районные котельные	–	29080	29095	28211	28594	28184	26013	23037	20073
		72475	63735	65028	65723	67401	64692	64111	61204	58297

Таблица: Прогноз баланса производства тепловой энергии энергоисточниками организаций ГПО «Белэнерго» по базовому сценарию до 2030 года, тыс. Гкал

3.2. Альтернативные варианты развития электроэнергетической системы

При разработке других сценариев развития энергетической системы до 2030 года использовалась модель, которая позволяет оптимизировать структуру установленных мощностей и производства электрической энергии с учетом почасового графика нагрузки и ограничений на работу оборудования, накладываемых маневренными возможностями блоков, сложностями частых остановок и переменным характером работы возобновляемых источников энергии. При разработке данных сценариев учитывалась возможность использовать накопители электрической энергии. В качестве целевой функции использовалась минимизация полной стоимости генерации электрической энергии в условиях конкурентного рынка.

Порядок загрузки блоков определен следующим образом:

- Первым блоком для загрузки определены блоки АЭС. Так как поддержание постоянной мощности на АЭС является требованием безопасности эксплуатации, то она располагается в самом низу графика нагрузки.
- Следом загружаются блоки ТЭЦ. Их порядок загрузки не важен, так как они будут гарантированно иметь спрос либо со стороны потребителей в рамках графика нагрузки либо со стороны электродкотлов, мощности которых распределяются между ТЭЦ пропорционально ожидаемому сокращению нагрузки на них.
- Далее загружаются ГЭС, так как гидроэлектростанции имеют ограничения не только по увеличению мощности при наличии спроса, но также и по снижению мощности.
- Следом загружаются блоки СЭС как имеющие минимальные переменные эксплуатационные и топливные издержки, а за ними загружаются ВЭУ и другие источники на ВИЭ.
- Далее в порядке возрастания переменных затрат загружаются блоки КЭС.

Решение проблемы прохода периодов перепроизводства электроэнергии решено с помощью электродкотлов. При перепроизводстве электрической энергии частично она будет потребляться электродкотлами для производства тепловой энергии, что приведет к сокращению выработки тепловой, а, следовательно, и электрической энергии на ТЭЦ.

Начальными условиями задавалось три сценария:

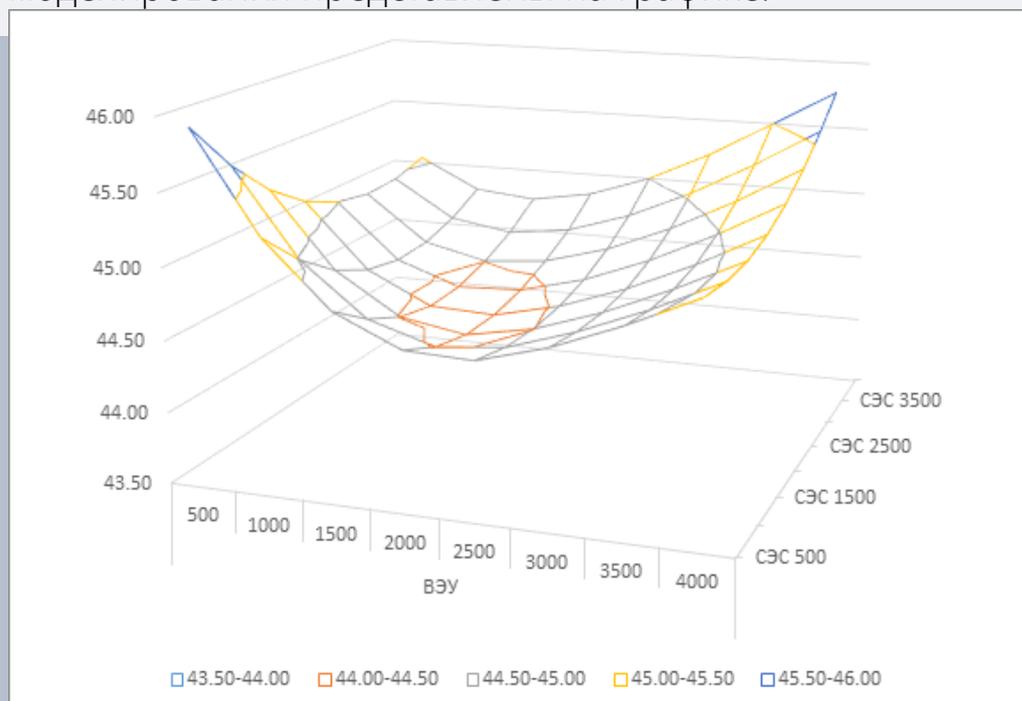
Согласно **базовому сценарию** объем потребления электроэнергии в 2030 году увеличится до 42,1 млрд. кВт·ч с 37,1 млрд. кВт·ч без учета возможного роста потребления на электродоты. При этом потребление тепловой энергии сократится с 60,7 млн. Гкал до уровня 59,8 млн. Гкал, при этом некоторая часть данной тепловой энергии может производиться на электродотлах.

Согласно **оптимистичному сценарию** объем потребления электроэнергии в 2030 году увеличится до 45,2 млрд. кВт·ч с 37,1 млрд. кВт·ч без учета возможного роста потребления на электродоты. При этом потребление тепловой энергии также увеличится с 60,7 млн. Гкал до уровня 63,2 млн. Гкал, при этом некоторая часть данной тепловой энергии может производиться на электродотлах.

Согласно **пессимистичному сценарию** объем потребления электроэнергии в 2030 году увеличится до 39,6 млрд. кВт·ч с 37,1 млрд. кВт·ч без учета возможного роста потребления на электродоты. При этом потребление тепловой энергии сократится с 60,7 млн. Гкал до уровня 58,4 млн. Гкал, при этом некоторая часть данной тепловой энергии может производиться на электродотлах.

Базовый сценарий

Для базового сценария было проведено моделирование развитие энергосистемы на диапазоне ввода новых мощностей от 500 до 2000 МВт как ВЭУ, так и СЭС к 2030 году с шагом в 500 МВт. Результаты моделирования представлены на графике:



**График:
Себестоимость
производства
электроэнергии в
базовом
сценарии**

Минимальная себестоимость генерации в данном случае соответствует установленной мощности в 2000 МВт ВЭУ и 2000 МВт СЭС (при вводе 1500 МВт себестоимость находится на таком же уровне).

Структура мощности, а также прогноз установленной мощности ВИЭ при базовом сценарии развития представлены на графиках:

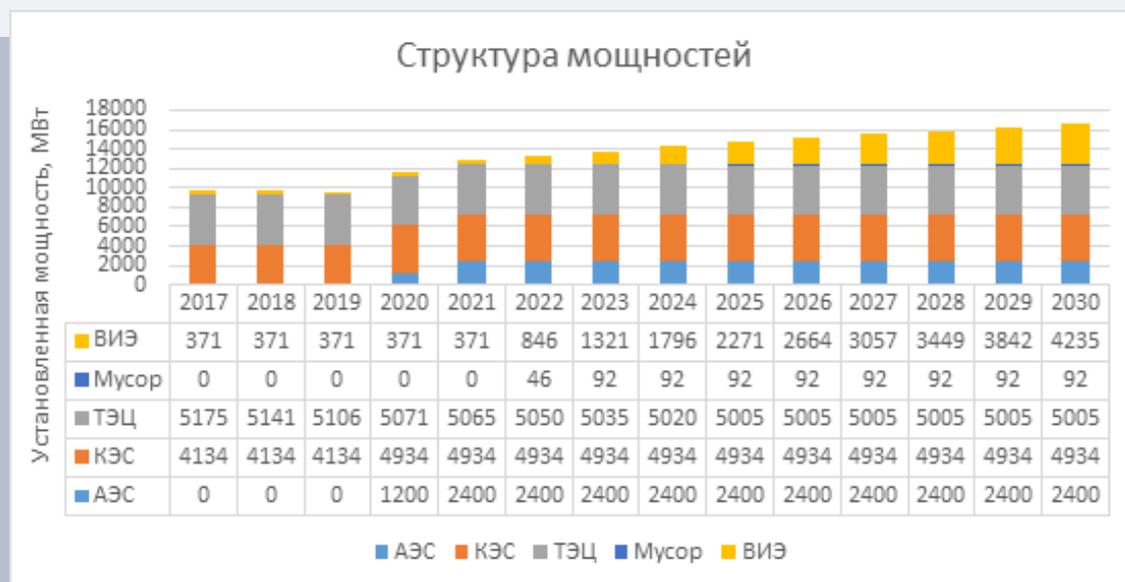


График: Прогноз структуры мощностей для базового сценария

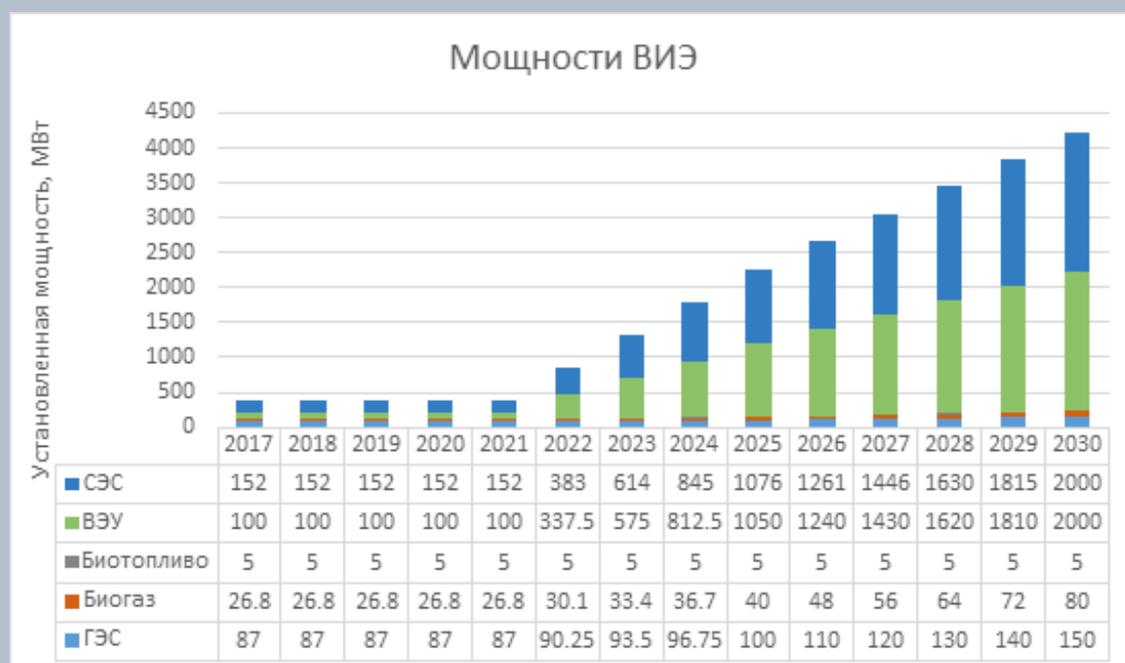


График: Прогноз установленной мощности ВИЭ для базового сценария

Как и в других сценариях рост мощности на ВИЭ представляет собой ввод нового солнечного и ветряного оборудования в относительно равных объемах.

Структура производства

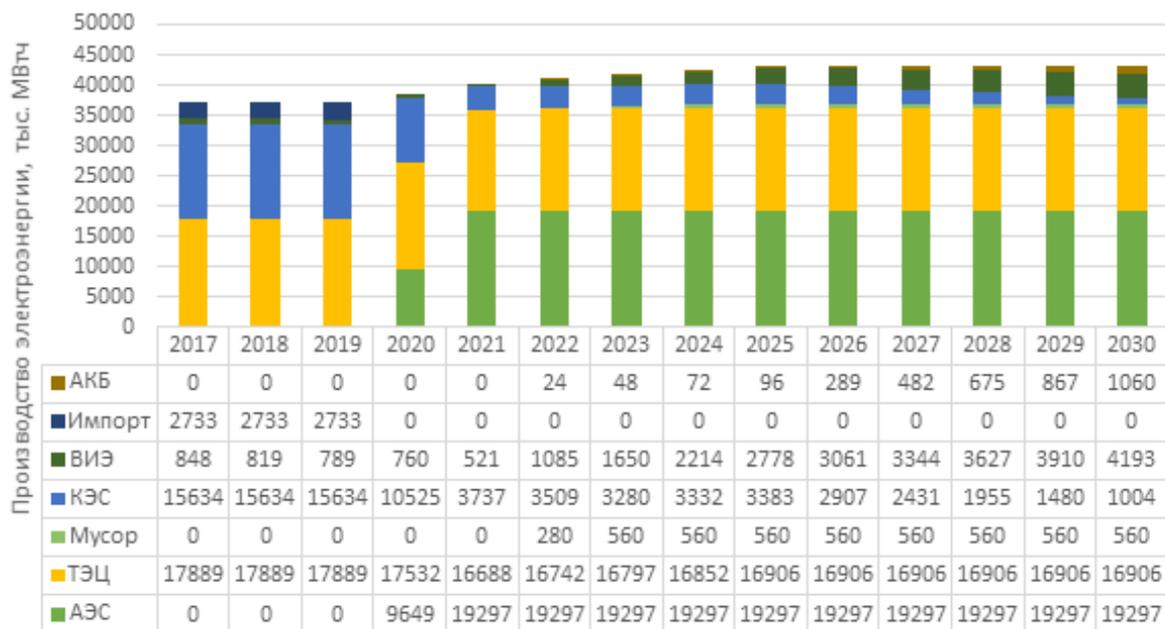


График: Структура производства электроэнергии в базовом сценарии

Генерация электроэнергии при этом будет соответствовать структуре, показанной на рисунке 6. Как видно выработка на КЭС снижается значительно за счет замещения со стороны ВЭУ, работающих совместно с АКБ. При этом полного замещения работы КЭС не происходит в связи с необходимостью обеспечения сезонного регулирования нагрузки

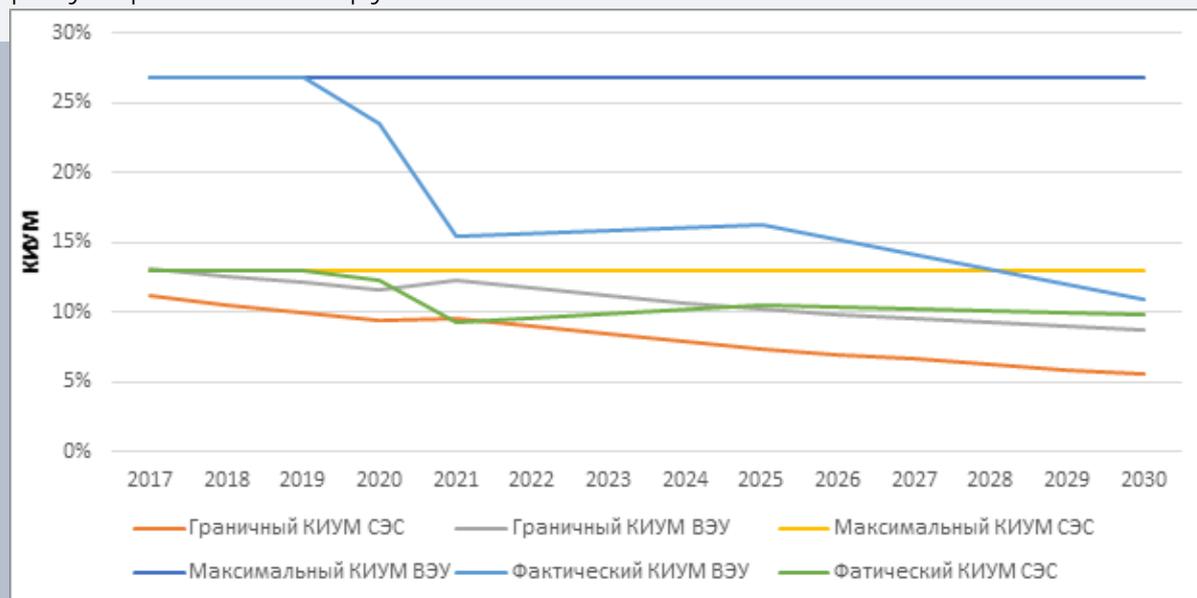


График: КИУМ различных типов установок для базового сценария

Для ВЭУ и СЭС на графике приведены три вида КИУМ: Максимальный – ограниченный техническими параметрами работы оборудования;

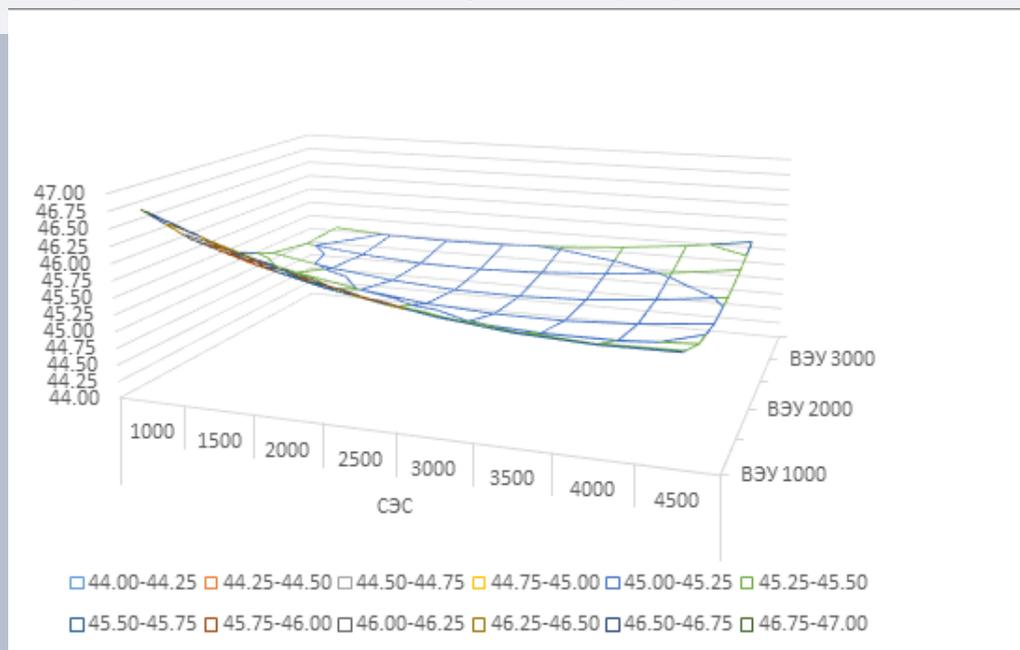
Граничный – такой КИУМ, при котором общая себестоимость производства электрической энергии соответствует себестоимости производства электроэнергии на замыкающем блоке – фактически это граница при которой новая установка не окажет влияния на себестоимость производства электроэнергии, так как заменит производство на замыкающем блоке на производство с такой же себестоимостью;

Фактический – фактически сложившийся КИУМ установки с учетом системных ограничений на обеспечение баланса мощности.

На данном графике представлен КИУМ работы оборудования. Как видно КИУМ ВЭУ к 2030 году достигает практически граничного значения, но анализ себестоимости показывает, что и в этом случае их работа имеет положительный экономический эффект для энергосистемы.

Оптимистичный сценарий

Оптимизация оптимистичного сценария по объемам ввода мощностей на ВИЭ при минимизации себестоимости генерации электрической энергии показана на следующем графике:



**График:
Себестоимость
производства
электроэнергии в
оптимистичном
сценарии**

Минимальная себестоимость производства при оптимистическом сценарии наблюдается при строительстве к 2030 году 3000 МВт солнечных станций и 2500 МВт ВЭУ.

Структура генерации электроэнергии в таком случае будет соответствовать следующему графику:

Структура производства

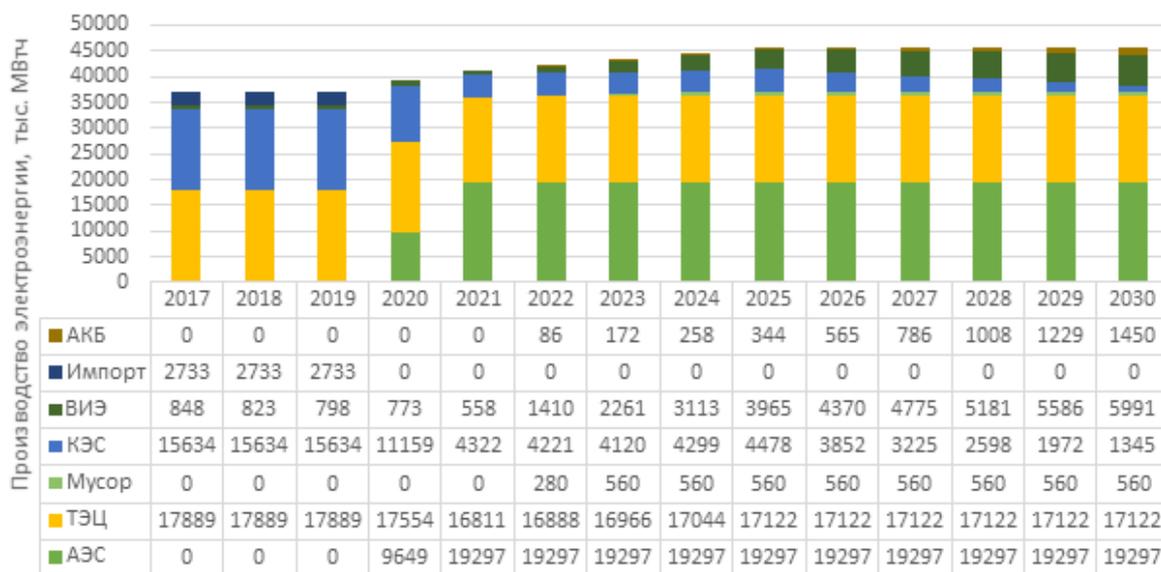


График: Структура производства электроэнергии в оптимистичном сценарии

В данном сценарии доля КЭС в общей генерации больше, чем в базовом сценарии, так как с ростом спроса увеличиваются также и сезонные колебания. С этим связан рост себестоимости производства электроэнергии в целом по системе.

Пессимистичный сценарий

Анализ зависимости себестоимости генерации электроэнергии от структуры и объемов ввода ВИЭ показан на следующем графике:

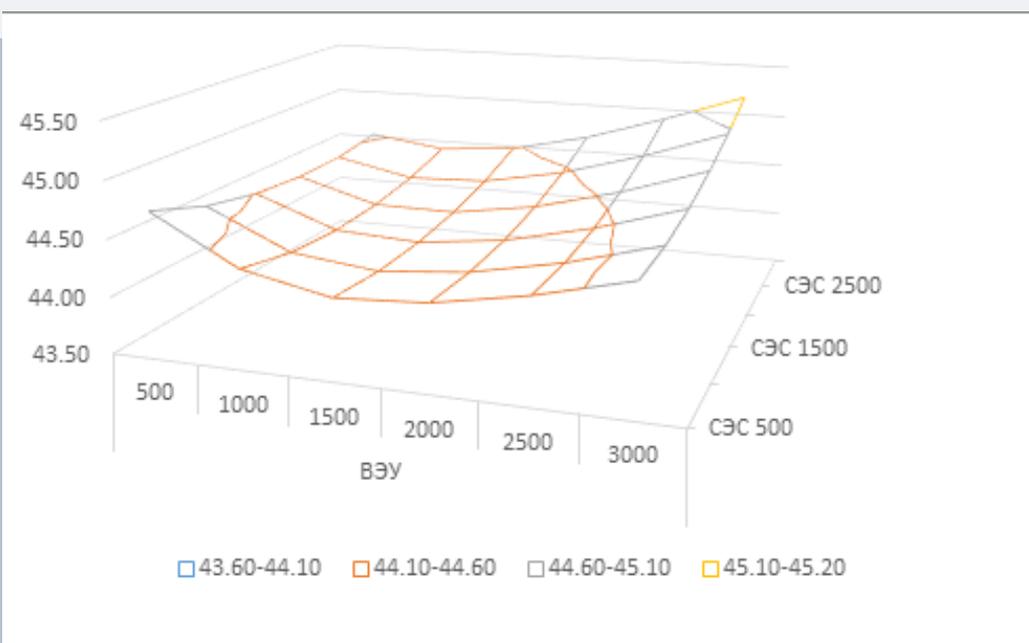


График: Себестоимость производства электроэнергии в пессимистичном сценарии

Наименьшая себестоимость получилась при строительстве 1500 МВт ВЭУ и 1000 МВт СЭС к 2030 году.

Структура производства в данном случае представлена на следующем графике:



**График: Структура производства
электроэнергии в пессимистичном сценарии**

При этом себестоимость генерации по данному сценарию оказалась наименьшей в сравнении с оптимальными вариантами развития при других сценариях.

4.1. Барьеры для развития ВИЭ

Как видно из приведенного выше анализа, технические и экономические параметры говорят о наличии технической возможности и экономической целесообразности активного развития ВИЭ в ближайшей перспективе. Но на настоящий момент для развития ВИЭ в Беларуси существуют различные барьеры для различных видов энергии:

Использование древесины для производства электрической энергии ограничено экономически. Существует ряд других видов топлива и энергии, как возобновляемых, так и не возобновляемых, использование которых для производства электрической энергии является более экономически выгодно.

Использование древесины для производства тепловой энергии в данный момент активно развивается. Древесная биомасса активно замещает использование природного газа в районных котельных. Многие районные котельные переведены на древесную щепу полностью, с сохранением газового оборудования в качестве резервного или пикового. Увеличения использования древесной биомассы на таких объектах ограничено технологией сжигания биомассы.

Для дальнейшего замещения природного газа на биомассу существует два ограничения – объем инвестиций и потенциал использования древесной биомассы. В последние годы основными источниками финансирования замены газового оборудования на древесное являлись кредитные средства ЕБРР и ВБ. После последних событий в стране доступность данных инвестиций может быть значительно ограничена. С точки зрения топливного потенциала Беларусь близка к его исчерпанию при условии сохранения технологий выращивания лесов и лесозаготовки. При этом выращивание энергетической древесины ведет к значительному росту себестоимости, в результате она начинает проигрывать природному газу с экономической точки зрения.

Барьерами развитию биогазовой энергетики являются ограничение в сырье для производства биогаза. Технологии ведения сельского хозяйства резко ограничивают возможность использования отходов сельского хозяйства для производства биогаза. Кроме того, для биогазовых комплексов также ограничениями являются доступность инвестиций и экономическая целесообразность.

арьером развития ГЭС являются рельефные особенности, а именно равнинные реки, построение платин на которых требует больших капитальных вложений и ведет к затоплению больших территорий.

Кроме того, для биогаза, гидроэнергетики, ветроэнергетики и солнечной энергетики существует правовой барьер. Указом Президента Республики Беларусь № 209 от 18 мая 2015 года с изменениями (№ 357 от 24 сентября 2019 года) установили квоты на создание новых установленных мощностей энергетических источников. Таким образом, ввод новых установок, подключенных к электросетям ограничен законодательно. Это на данный момент является основным барьером развития ВИЭ в Беларуси. В свою очередь, утверждение данного указа является результатом отсутствия инструментов компенсировать выпадающие доходы государственной электрогенерирующей компании «Белэнерго». Таким образом, наличие повышающего коэффициента для производителей электроэнергии из ВИЭ может рассматриваться как барьер на пути их развития, который вызывают значительное сопротивление правительства.

Можно также добавить, что отсутствие рынка электрической энергии не позволяет обеспечить прозрачность ценообразования и финансовых потоков, а, следовательно, не позволяет сформировать качественную правовую базу для регулирования работы источников на различных видах топлива. Результатом отсутствия рынка электроэнергии и, как результат, возможности разработки системы стимулов для разных энергоисточников ведет к значительной зарегулированности и ограничению в развитии как источников на ВИЭ так и энергетики в целом.

4.2. Рекомендации по развитию ВИЭ

Исходя из описанного выше состояния энергетической системы, прогнозов развития и барьеров для развития ВИЭ можно сделать следующие рекомендации:

Для увеличения использования биомассы следует продолжать существующий тренд по замене газовых котельных на котельные на биомассе. При этом для расширения топливного потенциала биомассы следует улучшать способы и приемы лесозаготовок и лесопереработки, начало выращивания энергетической биомассы.

Для развития использования биогаза следует внедрять механизмы отдельного сбора мусора (разделение на биологическую и небιологическую фракцию) для расширения использования биогазовых установок на мусороперерабатывающих установках.

Также необходимо изменять системы ведения сельского хозяйства, которые позволят в большей мере использовать отходы животноводства для производства биогаза

В общем для развития использования ВИЭ следует проводить снижение административного давления на производителей электрической энергии, снимать барьеры и повышать возможность для гибкого управления бизнесом, публикация рыночных индикаторов повышение прозрачности и информативности со стороны Белэнерго (публикация информации о графиках нагрузки, почасовой себестоимости производства электроэнергии и тд.). Для развития ВИЭ необходимо ликвидация ограничений в виде установленных квот, вместе с ней следует убрать и повышающий коэффициент и обеспечить конкуренцию различных видов установок по ценовому признаку. Также развитие ВИЭ сдерживается отсутствием рыночных механизмов и принципов в производстве электрической энергии.

ВЫВОДЫ

Во всех сценариях активного развития ВИЭ основным видом энергии является соотношение солнечной и ветряной энергии в соотношении близком к 50%*50%.

Развитие ВИЭ нецелесообразно до 2022 года. В 2021 году ожидается наиболее напряженный энергетический баланс, что связано с низким относительно предыдущих прогнозов объемом потребления, высокой долей ТЭЦ в балансе мощностей и вводом АЭС. Начиная с 2022 года в связи с ростом потребления потенциал для внедрения ВИЭ начинает увеличиваться. Ориентировочно с этого же года станет экономически целесообразно использовать аккумуляторные батареи для суточного регулирования нагрузки. Это позволит в большей степени интегрировать ВИЭ в энергосистему. При этом общая себестоимость генерации при росте ВИЭ сокращается.

Оптимальный объем ввода ВИЭ до 2030 года составляет около 2000 МВт ВЭУ и 2000 МВт СЭС. Данная цель может корректироваться в зависимости от фактического роста электропотребления, изменения стоимости на ВИЭ установки и на накопители электрической энергии. Кроме того, развитие тепловых насосов для замещения производства тепловой энергии на ТЭЦ может сыграть важную роль в будущем изменении структуры генерации.