

ПОСТАНОВЛЕНИЕ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

25 февраля 2020 г. № 7

Об одобрении Концепции развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года

Во исполнение поручения, содержащегося в подпункте 1.9.6 пункта 1.9 протокола заседания Президиума Совета Министров Республики Беларусь от 26 февраля 2019 г. № 4, Министерство энергетики Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ

1. Одобрить Концепцию развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года (далее – Концепция) согласно приложению.

2. Руководителям структурных подразделений центрального аппарата Министерства энергетики, генеральному директору ГПО «Белэнерго» Дрозду П.В. руководствоваться Концепцией при подготовке программных документов на среднесрочную перспективу.

3. Контроль за соблюдением Концепции возложить на заместителей Министра в соответствии с распределением обязанностей.

Министр

В.М.Каранкевич

Приложение
к постановлению
Министерства энергетики
Республики Беларусь
25.02.2020 № 7

КОНЦЕПЦИЯ развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Анализ и прогноз развития основных тенденций мировой электроэнергетики и сопредельных государств
 - 1.1. Основные тенденции развития мировой электроэнергетики
 - 1.2. Электроэнергетика сопредельных государств
 - 1.2.1. Российская Федерация
 - 1.2.2. Украина
 - 1.2.3. Польша
 - 1.2.4. Литва
2. Анализ текущего состояния энергетической системы
 - 2.1. Анализ существующей структуры и изменения установленной мощности генерирующих источников
 - 2.1.1. Тепловые электрические станции
 - 2.1.2. Районные котельные
 - 2.2. Анализ эффективности существующих систем передачи электроэнергии
3. Прогнозный баланс электрической и тепловой энергии
 - 3.1. Прогноз потребления электрической энергии
 - 3.2. Прогноз потребления тепловой энергии
4. Развитие электрогенерирующих объектов
 - 4.1. Цели и направления развития электрогенерирующих источников
 - 4.2. Оптимизация состава оборудования КЭС
 - 4.3. Оптимизация состава оборудования ТЭЦ
 - 4.4. Пиково-резервные источники
 - 4.5. Прогноз баланса электрогенерирующих мощностей



ЭТАЛОН

Информационно-поисковая система "ЭТАЛОН", 06.02.2024
Национальный центр правовой информации Республики Беларусь

5. Развитие электрических сетей на период до 2030 года
 - 5.1. Системообразующая сеть
 - 5.2. Распределительные сети
 - 5.3. Средства компенсации мощности в энергосистеме
 - 5.4. Сетевая инфраструктура для ПРИ
 - 5.5. Использование электрической энергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления
 - 5.6. Развитие межсистемных связей
 - 5.6.1. ОЭС Беларуси в условиях сохранения параллельной работы с ЭС Литвы и ОЭС Украины
 - 5.6.2. ОЭС Беларуси в условиях выхода из параллельной работы с ЭС Литвы и ОЭС Украины
 - 5.6.3. Вставки постоянного тока
 6. Основные направления развития релейной защиты и автоматики
 7. Развитие и модернизация систем теплоснабжения и тепловых сетей
 - 7.1. Принципы и меры развития систем теплоснабжения и тепловых сетей
 - 7.2. Внедрение АСУТП систем теплоснабжения
 8. Экономическое обоснование развития объектов энергосистемы
 9. Законодательная база развития и функционирования энергетической системы с учетом правовых актов ЕАЭС
- Заключение

1. Анализ и прогноз развития основных тенденций мировой электроэнергетики и сопредельных государств

1.1. Основные тенденции развития мировой электроэнергетики

Сегодня в мире наблюдается рост мировых потребностей в энергии при одновременном уменьшении предложения энергоресурсов. Растущая цифровизация мировой экономики неразрывно связана с электрификацией, что делает потребность в электричестве для повседневной жизни более важной, чем когда-либо. Наблюдается значительный рост использования электрической энергии в конечном потреблении, особенно в странах, экономика которых базируется на малом и среднем промышленном производстве, услугах и цифровых технологиях. При этом наблюдается рост децентрализации, заключающейся в развитии распределенной энергетики. Новые решения в области производства и хранения электроэнергии с одновременным развитием умных сетей позволяют подключать к системе все больше распределенных устройств, близких к потребителю энергии и отдающих электроэнергию в сеть. Согласно данным Мирового энергетического агентства (далее – МЭА) в 2017 году доля электрической энергии в мировом конечном потреблении составила 19 % (увеличение на 4 % с 2000 года), а в соответствии с оптимальным прогнозом планируется рост до 24 % к 2040 году (таблица 1).

По данным МЭА выработка электроэнергии в мире с 2010 по 2018 год выросла на 23,8 % до 27,7 трлн. кВт·ч, а ее углеродоемкость снизилась на 10,4 % – до 475 г CO₂/кВт·ч. Одним из факторов такой динамики стало изменение глобальной структуры выработки электроэнергии. Доля ископаемого топлива за рассматриваемый период снизилась до 65,2 % (–3 п.п.) за счет нефти (–1,1 п.п.) и угля (–2,3 п.п.). При этом выросла доля газа (+0,5 п.п.), удельные выбросы которого по данным МЭА в 1,5–2,5 раза ниже по сравнению с нефтью и углем: 400 г CO₂/кВт·ч против 600 г CO₂/кВт·ч и 845–1020 г CO₂/кВт·ч (в зависимости от типа угля) соответственно.

Согласно базовым сценариям этих прогнозов к 2040 году глобальное потребление первичной энергии может увеличиться на 25–35 % к уровню 2016 года.

Таблица 1. Прогноз конечного потребления топливно-энергетических ресурсов в мире по оптимальному сценарию МЭА до 2040 года, млн. т н.э.

Показатель	2000	2017	2025	2030	2035	2040
------------	------	------	------	------	------	------

№ п/п		Факт		Прогноз			
По секторам экономики							
1	Промышленность	1 863	2 855	3 265	3 460	3 648	3 833
2	Транспорт	1 958	2 794	3 144	3 313	3 447	3 617
3	Здания и сооружения	2 450	3 048	3 276	3 439	3 602	3 759
4	Прочие	765	999	1 187	1 260	1 320	1 373
По видам энергоносителей							
5	Электрическая энергия	1 090	1 846	2 206	2 457	2 717	2 985
6	Тепловая энергия	248	289	301	302	303	302
7	Прямое использование ВИЭ	271	456	583	669	755	844
8	Природный газ	1 118	1 503	1 790	1 964	2 139	2 298
9	Нефтепродукты	3 123	3 940	4 297	4 405	4 458	4 541
10	Уголь	542	1 004	1 029	1 027	1 021	1 020
11	Твердая биомасса	644	658	666	648	624	592
Итого		7 036	9 696	10 872	11 472	12 017	12 582

За последние 15 лет значительные субсидии, направленные на поддержку возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ), привели к резкому сокращению затрат на технологии ВИЭ с быстрым ростом доли переменных источников выработки электрической энергии. Несмотря на взрывной рост производства электрической энергии из ВИЭ (таблица 2) и значительное сокращение выбросов для обеспечения надежных поставок требуются значительные инвестиции для обеспечения гибкости и устойчивости энергетических систем.

Развитие ВИЭ-генерации продолжает опираться на государственную поддержку, но масштабы ее распространения – в 2017 году установленные мощности в мире (исключая гидроэнергетику) перешагнули рубеж в 1000 ГВт – требуют корректировки. В мировой политике стимулирования ВИЭ намечается тенденция на увеличение гибкости регулирования и стремление к комплексной реализации, растет внимание к мероприятиям по развитию удаленных и изолированных энергосистем.

По данным REN21 в 2017 году в мире установленные мощности возобновляемой генерации, включая гидроэнергетику, достигли 2195 ГВт, что на 8,8 % больше, чем в 2016 году (исключая гидроэнергетику – 1081 ГВт, прирост которой к уровню 2016 года составит 17,3 %). Электрогенерация остается основным направлением поддержки альтернативных ВИЭ, в то время как меры их продвижения в тепло-, хладоснабжении и на транспорте запаздывают.

Таблица 2. Прогноз производства электрической энергии по оптимальному прогнозу в мире до 2040 года, млрд. кВт·ч

№ п/п	Вид энергоносителя	2000	2017	2025	2030	2035	2040
		Факт		Прогноз			
1	Уголь	6 001	9 858	9 896	10 042	10 189	10 335
2	Нефтепродукты	1 212	940	763	684	606	527
3	Газ природный	2 747	5 855	6 829	7 576	8 324	9 071
4	Атомные станции	2 591	2 637	3 089	3 301	3 514	3 726
5	Гидроэлектростанции	2 618	4 109	4 821	5 274	5 726	6 179
6	Ветровая и солнечная энергетика	32	1 519	3 766	5 354	6 941	8 529
7	Прочие ВИЭ	217	722	1 057	1 386	1 715	2 044
8	Прочие виды топлива	23	39	32	32	32	32
Итого производство		15 441	25 640	30 221	33 618	37 014	40 411
Итого потребление		13 156	22 209	26 417	29 453	32 490	35 526

В отношении ВИЭ базовые сценарии прогнозов вновь были пересмотрены в пользу увеличения их роли в прогнозном энергетическом балансе. Без учета гидроэнергетики и

традиционного использования биомассы ожидаемое потребление ВИЭ выросло на 7–13 %, в результате чего оно увеличится в 5–6 раз к 2040 году. ВИЭ внесут основной вклад в удовлетворение роста спроса на электроэнергию, который по базовому сценарию МЭА в 2017–2040 годах увеличится на 60 %, в результате чего электроэнергия займет около четверти конечного потребления энергии.

В технологической сфере основные проблемы увеличения доли ВИЭ связаны с растущими сложностями интеграции в энергосистему больших объемов распределенных по сети источников, многие из которых имеют нерегулируемый режим работы (ветровые, солнечные установки). Увеличение на порядок объемов ВИЭ-генерации требует интенсивной перестройки магистральной и распределительной сетей, а также наличия значительного резерва мощностей либо накопителей, которые большую часть времени остаются недогруженными. Таким образом, в настоящее время конфликт между новыми технологиями и прежней организацией энергосистемы демпфируется исключительно за счет экстенсивных мер – инвестирования в сети и резервы мощностей.

По данным Министерства энергетики США в 1997–2017 годах установленная мощность систем хранения энергии в мире увеличилась на 70 %, достигнув почти 170 ГВт. Растущая актуальность использования систем накопления и хранения подталкивает различные страны к созданию стимулов для их развития и устранения различных барьеров. Это касается поддержки развития технологий, разработки норм и стандартов, а также создания и совершенствования регуляторных норм для возможности участия накопителей в рынке мощности.

Ожидается, что дальнейший рост рынка хранения энергии в мире будет обусловлен развитием генерации на основе ВИЭ, которая характеризуется нестабильностью выработки электроэнергии (например, солнечная и ветроэнергетика), распределенной генерации, «умных сетей» и рынка электромобилей.

Важную роль в изменении их структуры может сыграть развитие батарейных накопителей. Их стоимость по ожиданиям IRENA может сократиться на 50 – 70 % к 2030 году, а календарный срок службы и количество циклов заряда без значимого износа существенно увеличится. При этом IRENA, как и МЭА, не ожидает, что батарейные накопители смогут в ближайшей перспективе исключительно в виде промышленных накопительных установок массово заменить существующие альтернативы поддержания баланса мощности энергосистем, особенно электростанции на природном газе. Однако батареи имеют преимущество в их использовании для регулирования частоты в энергосистемах, а также в возможностях их относительно быстрого производства и возведения таких установок в различных масштабах.

Таким образом, накопители энергии могут стать важным элементом электроэнергетики в будущем. Динамичное развитие технологий в этом направлении может заметно состав оборудования и режимы работы энергосистем. Это в определенной степени скажется на спросе на ископаемые топлива, так как накопители станут все больше замещать топливную генерацию для поддержания баланса мощности в электроэнергетических системах.

Основными трендами в прогнозируемом периоде до 2030 года в мировой электроэнергетике станут:

- дальнейшее развитие ВИЭ;
- расширение гибкости энергетических систем как путем внедрения генерирующих мощностей на ископаемых видах топлива, так и путем интеграции быстроразвивающихся систем хранения энергии;
- значительный рост электрификации секторов конечного потребления;
- развитие децентрализованных систем производства электроэнергии в сочетании с технологиями «умных сетей»;
- глобальная цифровизация всех процессов производства, передачи, распределения и потребления энергетических ресурсов.

1.2. Электроэнергетика сопредельных государств

1.2.1. Российская Федерация

На 01.01.2019 установленная мощность электростанций объединенных энергосистем и Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России) составляла 243 243,2 МВт, из которых основную долю занимают ТЭС – 164 586,6 МВт (67,7 %), ГЭС – 48 506,3 МВт (19,9 %), АЭС – 29 132,2 МВт (12,0 %), СЭС – 834,2 МВт (0,3 %), ВЭУ – 183,9 МВт (0,08 %).

В 2018 году выработка электроэнергии электростанциями России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1091,7 млрд. кВт·ч (по ЕЭС России – 1070,9 млрд. кВт·ч).

Согласно схеме и программе развития ЕЭС России на 2018–2024 годы вводы новых генерирующих мощностей предусматриваются в объеме 18 110,1 МВт, в том числе на АЭС – 8401,8 МВт, на ГЭС – 462,4 МВт, на ТЭС – 5479,9 МВт и на ВЭС, СЭС – 3766,1 МВт.

Установленная мощность генерирующих источников в России в 2018 году превысила максимум электропотребления на 56,7 %, что свидетельствует о наличии избыточных мощностей. Однако, даже учитывая прогнозируемые темпы роста спроса на электроэнергию, невысокий коэффициент использования установленной мощности, образовавшаяся избыточность в среднесрочной перспективе может быть значительно востребована в связи с необходимостью больших объемов реконструкции действующих и замещения выбывающих мощностей, так как более трети российских теплоэлектростанций отработали более 30 лет, а в среднем возраст таких станций 50–60 лет. Порядка 80 % атомных мощностей приближаются к концу срока эксплуатации, 78 % ТЭС нуждаются в переоснащении.

Согласно прогнозному балансу мощности до 2024 года нормативный резерв составит 27 202 МВт или 16,2 % от прогнозируемого максимума потребления. При этом превышение установленной мощности всех электростанций над пиковым потреблением составит 48,7 %.

При оценке возможности экспорта электроэнергии в Россию следует учитывать, что несмотря на наличие названных негативных факторов и после исчерпания имеющихся резервов с учетом более низкой цены топлива для генерирующих источников, наличия дешевой электроэнергии от АЭС в Европейской части, российская электроэнергия в рыночных условиях будет более конкурентоспособна в сравнении с электроэнергией, вырабатываемой в Белорусской энергосистеме, что снижает вероятность экспорта электроэнергии до 2025 года из Республики Беларусь.

После 2025 года при условии интеграции рынков природного газа Российской Федерации и Республики Беларусь с выравниванием цен на него значительно возрастает возможность экспорта из-за снижения топливной составляющей в себестоимости производства белорусской электроэнергии и, соответственно, повышения ее конкурентоспособности на рынке России.

1.2.2. Украина

Суммарная установленная мощность Объединенной энергосистемы Украины (далее – ОЭС Украины) на 01.06.2019 составила 50,8 тыс. МВт, в том числе: 21,8 тыс. МВт – конденсационные электростанции (далее – КЭС) (17,2 – угольные, 4,6 – газовые); 6,1 тыс. МВт – ТЭЦ; 13,8 тыс. МВт – АЭС; 6,2 тыс. МВт – ГЭС и гидроаккумулирующие электростанции (далее – ГАЭС), 2,2 тыс. МВт – СЭС, 0,61 тыс. МВт – ВЭУ, 0,1 тыс. МВт – биотопливные и прочие.

Большинство энергоблоков ТЭС были введены в эксплуатацию в 1960–1975 годах. Новые мощности на ТЭЦ за последние 20 лет не вводились. Угольные КЭС

характеризуются низким уровнем надежности и эффективности, а также высоким уровнем выбросов вредных веществ.

ОЭС Украины функционирует синхронно с энергосистемами Российской Федерации, Республики Беларусь и Молдовы. Западная часть ОЭС Украины, так называемый Остров Бурштынской ТЭС, отсоединен от основной системы и функционирует синхронно с Европейской системой системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO-E), что позволяет обеспечивать экспорт электроэнергии в страны Европы.

После ввода с 01.07.2019 новой модели рынка электроэнергии Украины сложились условия для организации поставок электроэнергии из Республики Беларусь в Украину.

Из энергетической стратегии Украины следует, что перспективные планы государства ориентированы на объединение с энергосистемами государств Европейского союза с отделением от энергосистем Российской Федерации и Республики Беларусь. В декабре 2018 г. Кабинет министров Украины утвердил план мероприятий по синхронизации ОЭС Украины с Европейской сетью системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO-E). Согласно плану к 2022 году предусмотрено отделение ОЭС Украины от ОЭС России и ОЭС Беларуси с синхронизацией работы с ENTSO-E.

В случае технической и экономической интеграции энергосистем Украины и ЕС прогнозируется рост цены на электрическую энергию на украинском рынке, что может служить толчком к возможности роста экспорта электроэнергии из Республики Беларусь в Украину. Для этого необходимо создание вставки постоянного тока мощностью до 1000 МВт, строительство которой технически целесообразно на линии 330 кВ Гомель – Чернигов.

1.2.3. Польша

Установленная мощность энергосистемы Польши в 2018 году составила 32,3 тыс. МВт. В Польше основная выработка электроэнергии (свыше 81 %) осуществляется на низкосортном местном угле. При потреблении в 158,7 млрд. кВт·ч импорт составляет 2,2 млрд. кВт·ч. До 2028 года планируются инвестиции на развитие возобновляемой энергетики с ростом ее доли в энергетическом балансе до 40,1 %, на угле – 32,5 %, на природном газе – 22,1 %, на прочих видах – 5,3 %.

Согласно проекту документа по энергетической политике, опубликованному Министерством энергетики Республики Польша в ноябре 2018 г. для общественного обсуждения, атомная электростанция планируется к вводу в 2033 году. Документ предусматривает, что к 2043 году будет введено 6–9 ГВт ядерной мощности, что покроет около 10 % производства электроэнергии в Польше. Первый блок мощностью от 1,0 до 1,5 ГВт будет построен к 2033 году.

Для обеспечения экологических требований Европейского союза (далее – ЕС) к развитию угольной энергетики потребуются большие затраты на создание и эксплуатацию планируемых и действующих ТЭС на угле. Стоимость производства электроэнергии в целом по энергосистеме с учетом более высокой стоимости газа для ТЭС в Польше, работающих на природном газе, будет сопоставима с себестоимостью ее производства в Беларуси, что создает экономические предпосылки для заинтересованности обеих сторон в организации связи через вставку постоянного тока между энергосистемами Польши и Республики Беларусь для обмена перетоками электроэнергии в отдельные периоды времени на взаимовыгодных условиях.

Однако наличие только экономических предпосылок не гарантирует возможности экспорта электроэнергии в Польшу, так как из-за негативного отношения ЕС к строительству Белорусской АЭС политически ЕС ориентирует Польшу на исключение возможности импорта электроэнергии из Белорусской энергосистемы.

1.2.4. Литва

Установленная мощность энергосистемы Литвы на 01.01.2019 составила 3684 МВт, из которых КЭС на природном газе – 1045 МВт, ТЭЦ на природном газе – 870 МВт, ГЭС и ГАЭС – 1028 МВт, ВЭУ – 533 МВт, биогаз и биомасса – 103 МВт, солнечные – 83 МВт, мусор – 22 МВт.

В 2018 году выработка электроэнергии составила 3,22 млрд. кВт·ч, причем основная часть 1,14 млрд. кВт·ч (35,4 %) произведена на ВЭУ, а газовые и гидроэлектростанции использовались для покрытия пиковых нагрузок и системного балансирования. При этом два блока по 300 МВт на Литовской ГРЭС предназначены только для покрытия вторичного резерва энергосистемы.

Литовская энергосистема дефицитная и при потреблении в 2018 году 12,85 млрд. кВт·ч импорт электроэнергии составил 9,63 млрд. кВт·ч в основном за счет поставок из России, Швеции, Латвии и Республики Беларусь.

Национальная стратегия энергетической независимости до 2050 года, утвержденная сеймом Литовской Республики 21.06.2018, предусматривает дальнейшую интеграцию с энергосистемами ЕС путем синхронизации с энергосистемой Польши с вводом второй очереди вставки постоянного тока в 2020 году и увеличением ее мощности до 1 000 МВт. Согласно стратегии полная синхронизация энергосистемы стран Балтии с выходом из БРЭЛЛ предусматривается в 2025 году.

Несмотря на существующие сильные электрические связи, текущая политическая ситуация с позицией Литвы по строительству Белорусской АЭС не позволяет рассчитывать на возможность достижения договоренностей по созданию вставки постоянного тока и, соответственно, возможные экспортные поставки электрической энергии после 2025 года. Необходимо отметить, что в связи с принятыми в Республике Литва в 2017 году законами относительно запрета на торговлю электроэнергией через торговое сечение «Беларусь – Литва» непосредственно после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС, литовской стороной планируется полное прекращение экспорта электроэнергии через данное торговое сечение.

2. Анализ текущего состояния энергетической системы

2.1. Анализ существующей структуры и изменения установленной мощности генерирующих источников

2.1.1. Электрические станции

Установленная мощность белорусской энергосистемы на 01.01.2019 составила 10 068 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, МВт

Системная модернизация производственных фондов электроэнергетического комплекса позволила обеспечить потребителей республики электрической энергией, практически отказаться от импорта и существенно увеличить ее экспорт на рынок Nord Pool. 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 % (3592 часа), в 2016 и 2017 годах – на уровне 39 % (3416 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 % (4205 часов). КИУМ источников, работающих на ВИЭ, составляет 17 % (1486 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.

2.1.2. 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 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 электрокотлов 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 5904 км, из них с отработанным амортизационным сроком – 23 %.

Суммарная протяженность ВЛ 220 кВ на 01.01.2019 составляет 1790 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).

3. Прогнозный баланс электрической и тепловой энергии

3.1. 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 таблице 3.

Таблица 3. Прогноз баланса производства-потребления электрической энергии по базовому сценарию Республики Беларусь до 2030 года, млн. кВт·ч

№ п/п	Показатель	Факт						Прогноз		
		2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1	Производство	34 756	34 082	33 318	34 344	38 784	40 264	39 732	43 734	47 206
1.1	ГПО «Белэнерго», в т.ч.:	32 497	30 606	30 040	30 506	34 827	35 944	34 529	38 521	41 305
1.1.1	КЭС	18 397	16 146	14 924	15 587	18 986	20 732	16 454	4 636	5 784
1.1.2	ТЭЦ	14 071	14 368	14 988	14 520	15 524	14 862	15 074	14 235	15 871
1.1.3	ВИЭ	29	92	128	399	317	350	378	405	405
1.1.4	АЭС	—	—	—	—	—	—	2 623	19 245	19 245
1.2	Блок-станции, в т.ч.:	2 259	3 476	3 278	3 838	3 957	4 320	5 203	5 213	5 901
1.2.1	ископаемые виды	2 163	3 272	3 028	3 487	3 560	3 778	4 397	4 171	4 206

1.2.2	ВИЭ	96	204	250	351	397	542	806	1 070	1 695
2	Импорт	2 971	2 816	3 181	2 733	50	32	0	0	0
3	Экспорт	271	194	160	148	1 040	2 370	0	0	0
4	Потребление, в т.ч.:	37 456	36 704	36 339	36 929	37 794	37 926	39 732	43 734	47 206
4.1	полезный отпуск потребителям, в т.ч.:	29 295	28 504	28 466	28 631	29 183	29 120	29 615	31 512	34 752
4.1.1	реальному сектору экономики	22 938	21 555	21 546	21 880	22 457	22 478	22 875	24 515	27 079
4.1.2	населению	6 357	6 949	6 920	6 751	6 726	6 642	6 740	6 997	7 673
4.2	потребление в Белорусской энергосистеме, в т.ч.:	6 409	5 424	5 360	5 393	5 461	5 330	6 115	8 553	8 785
4.2.1	электростанциями на производство тепловой энергии	—	—	—	—	—	1	362	1 772	1 772
4.2.2	собственные нужды Белорусской АЭС	—	—	—	—	—	—	188	1 376	1 376
4.2.3	технологические нужды генерации и сетей	6 409	5 424	5 360	5 393	5 461	5 329	5 377	4 029	4 261
4.3	собственные нужды организаций – владельцев блок-станций	1 885	2 776	2 513	2 905	3 150	3 613	4 002	3 669	3 669
5	Пиковая мощность, МВт	6 241	5 709	5 644	5 779	6 001	5 969	6 100	6 300	6 500

3.2. 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 таблице 4.

Таблица 4. Прогноз баланса производства тепловой энергии энергоисточниками организаций ГПО «Белэнерго» по базовому сценарию до 2030 года, тыс. Гкал

№ 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	30 864	28 307	29 648	30 208	30 879	28 599	29 263	28 330	28 330
3	РК Белэнерго	5 470	4 231	4 412	4 165	4 214	3 913	3 816	4 334	4 334
4	Электростанции	—	—	—	—	—	—	308	1 673	1 673
Итого по организациям ГПО «Белэнерго»		36 716	32 840	34 375	34 686	35 402	32 800	33 487	34 337	34 337

4. Развитие электрогенерирующих объектов

4.1. 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 – 3077 МВт, к 2031 году – 3242 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.

4.2. Оптимизация состава оборудования КЭС

Объем производства электрической энергии на трех конденсационных газомазутных станциях (Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС и ТЭЦ-5) в 2018 году составил 56,4 % от общего объема ее производства на энергоисточниках организаций ГПО «Белэнерго».

Справочно:

Средневзвешенный расход условного топлива на трех указанных станциях в 2018 году сложился на уровне 271,9 г у.т. /кВт·ч.

По состоянию на 01.06.2019 уровень износа основного оборудования Лукомльской ГРЭС составлял 47,0 %, Березовской ГРЭС – 41,2 %, ТЭЦ-5 – 37,0 %. Указанные показатели износа указывают только на текущее состояние блоков ПГУ класса 400 МВт и прочих основных средств, находящихся на балансе станций. Срок эксплуатации всех блоков класса К-300 и К-160 превысил 40 лет.

Справочно:

Установленная мощность блоков класса К-300 – на Лукомльской ГРЭС (№ 1–8) – 2455 МВт, класса К-160 на Березовской ГРЭС (№ 3–4) – 430 МВт и ТЭЦ-5 (№ 1) – 320 МВт.

Указанные блоки суммарной мощностью 3205 МВт при работе двух блоков АЭС будут принимать минимальное участие в покрытии максимумов нагрузок энергосистемы. Однако, с учетом возможности в среднесрочной перспективе экспорта электрической энергии и использования данных блоков и других самортизированных источников для резервирования в энергосистеме целесообразно осуществлять выводы мощностей поэтапно. При этом необходимо учитывать число часов наработки генерирующего оборудования после последнего капитального ремонта, его экономичность, существующие схемы выдачи мощности и требуемые объемы поддержания вторичного резерва в энергосистеме. С учетом вышеназванных факторов до 2025 года планируется вывести из эксплуатации конденсационные генерирующие источники суммарной установленной мощностью 1 050 МВт:

блоки № 3, 4 Березовской ГРЭС – 430 МВт;

блок № 1 ТЭЦ-5 – 320 МВт;

блок № 6 Лукомльской ГРЭС – 300 МВт.

После 2025 года состав генерирующих источников будет формироваться с учетом фактического износа основного оборудования, его наработки и объемов поддержания вторичного резерва, который определится с учетом эксплуатации Белорусской АЭС.

4.3. Оптимизация состава оборудования ТЭЦ

На сегодняшний день большинство ТЭЦ, функционирующих в энергосистеме, создавались в 60–70 годах прошлого столетия и срок эксплуатации их основного оборудования составляет более 40 лет. При этом промышленно-отопительные ТЭЦ, предназначенные для обеспечения промышленных нагрузок, испытывают дефицит паровой нагрузки и вынуждены работать по связанным тепловым графикам на мощности значительно ниже номинальной, либо отпускать пар через редукционные установки.

Дальнейшая тенденция создания локальных энергоисточников на промышленных предприятиях для покрытия собственных тепловых нагрузок, уход от высокзатратных паровых технологий в промышленности, планируемая широкая электрификация как промышленного сектора, так и сферы жилищно-коммунального хозяйства в прогнозируемом периоде до 2030 года неизбежно будет снижать тепловую нагрузку на ТЭЦ и, следовательно, связанную выработку электрической энергии на тепловом потреблении.

В целях оптимизации затрат на производство тепловой и электрической энергии на ТЭЦ необходимо:

предусмотреть замену физически и морально устаревшего генерирующего оборудования на современные аналоги. При этом необходимо отдавать предпочтение устройствам, позволяющим обеспечить максимальную выработку электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом неравномерности загрузки в отопительный и межотопительный периоды;

при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ТЭС, использующих в качестве топлива газ, применять преимущественно парогазовые и газотурбинные технологии с утилизацией тепла;

при применении парогазовых и газотурбинных технологий предусматривать возможность работы газовых турбин по открытой схеме в целях их применения в качестве оперативного резерва в энергосистеме;

при модернизации ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа в качестве замещающего оборудования предусматривать теплофикационные ПГУ с КПД > 50 % при конденсационном режиме;

при модернизации ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа и ниже в качестве замещающего оборудования предусматривать теплофикационные ПГУ с КПД > 50 % или газовую турбину (ГПА) и котел-утилизатор соответствующей тепловой мощности;

предусматривать применение газотурбинных установок (далее – ГТУ) и ПГУ с высокими техническими характеристиками (назначенный ресурс 100 тыс. часов, возможность длительной работы без технического обслуживания не менее 25 тыс. часов, возможность автоматизации всех технологических процессов, минимальный штат обслуживающего персонала, комплектация системой утилизации тепла, простота вспомогательных средств и технологического процесса, быстрота ввода в эксплуатацию, компактность и блочность поставки, быстрота строительства зданий и монтажа оборудования);

при модернизации ТЭЦ рассматривать вариант модернизации оборудования с целью загрузки П-отборов турбин и повышения коэффициента использования установленной мощности с установкой предвключенных турбин;

оптимизировать состав пикового водогрейного оборудования с обязательным выводом из эксплуатации избыточных тепловых мощностей.

Оптимальный состав оборудования ТЭЦ, порядок ввода-вывода (модернизации) генерирующих мощностей будет определяться при разработке пятилетних программ развития энергосистемы исходя из перспективных тепловых нагрузок в соответствии со схемами теплоснабжения городов.

4.4. Пиково-резервные источники

Резерв мощности для ликвидации аварийных ситуаций в ОЭС Беларуси планируется обеспечить за счет реализации проекта по строительству пиково-резервных источников (далее – ПРИ) на базе ГТУ либо ГПА: Лукомльская ГРЭС – 150 МВт, Новополоцкая ТЭЦ – 100 МВт, Березовская ГРЭС – 250 МВт, ТЭЦ-5 – 300 МВт.

Основной функцией ПРИ является создание гарантированного высокоманевренного резерва мощности, предназначенного для ликвидации небаланса электрических мощностей при аварийном отключении энергоблока Белорусской АЭС и сохранение надежного электроснабжения потребителей без их отключения.

4.5. Прогноз баланса электрогенерирующих мощностей

В целях покрытия максимальных нагрузок в энергосистеме после ввода Белорусской АЭС определены базовые сценарии участия генерирующего оборудования в отопительный и межотопительный периоды (таблица 5), спрогнозирован баланс установленных мощностей основных энергоисточников организаций ГПО «Белэнерго» до 2030 года (таблица 6).

Таблица 5. Покрытие максимальных нагрузок в энергосистеме после ввода Белорусской АЭС

№ п/п	Генерирующий источник	МВт			
		Отопительный		Межотопительный	
		2025	2030	2025	2030
1	Пиковая мощность, в т.ч.:	6 300	6 500	5 100	5 300
1.1	АЭС	2 400	2 400	2 200	2 200
1.2	ТЭЦ ГПО «Белэнерго»	3 140	3 340	1 650	1 650
1.3	КЭС ГПО «Белэнерго»	–	–	650	850
1.4	блок-станции и ВИЭ	760	760	600	600
2	Резерв, в т.ч.:	2 570/3740*	2 570/3740*	2 570/3740*	2 570/3740*
2.1	пиково-резервные источники	800	800	800	800
3	Ремонтные и технологические ограничения	2 200	2 200	2 800	2 800

Суммарная мощность пиковой нагрузки, резервирования и ремонтно-технологических ограничений	11 070/12240*	11 270/12440*	10 470/11640*	10 670/11840*
--	---------------	---------------	---------------	---------------

* При условии параллельной работы энергосистемы Беларуси с энергосистемами соседних государств необходимая резервная установленная мощность оценивается на уровне 2570 МВт, при изолированной работе энергосистемы – на уровне 3740 МВт.

Таблица 6. Прогноз суммарной установленной мощности энергоисточников организаций ГПО «Белэнерго» до 2 030 года

№ п/п	Генерирующий источник	Установленная мощность на 1 января, МВт			
		2019	2 022	2025	2030
1	Белорусская АЭС	–	2 400,0	2 400,0	2 400,0
2	Лукомльская ГРЭС	2 889,5	3 039,5	2 739,5	2 739,5
3	Березовская ГРЭС	1 095,1	1 345,1	915,1	915,1
4	ТЭЦ-5	719,6	1 019,6	699,6	699,6
5	Минская ТЭЦ-4	1 035,0	1 035,0	1 055,0	1 055,0
6	Минская ТЭЦ-3	442,0	497,0	497,0	497,0
7	Минская ТЭЦ-2	94,0	65,0	65,0	65,0
8	Новополоцкая ТЭЦ	270,0	370,0	260,0	210,0
9	Могилевская ТЭЦ-2	347,3	297,3	297,3	297,3
10	Гродненская ТЭЦ-2	302,5	312,5	312,5	312,5
11	Бобруйская ТЭЦ-2	182,6	182,6	182,6	182,6
12	Мозырская ТЭЦ	205,0	205,0	205,0	205,0
13	Гомельская ТЭЦ-2	544,0	544,0	544,0	544,0
14	Светлогорская ТЭЦ	155,0	155,0	140,0	110,0
15	Витебская ТЭЦ	80,0	80,0	80,0	80,0
16	Жодинская ТЭЦ	54,0	54,0	54,0	54,0
17	Оршанская ТЭЦ	79,8	79,8	79,8	79,8
18	Борисовская ТЭЦ	65,0	65,0	65,0	65,0
19	ТЭЦ менее 50 МВт и др.	280,2	292,2	310,2	310,2
20	ВИЭ	97,8	97,8	97,8	127,8
Итого по организациям ГПО «Белэнерго»		8 938,4	12 136,4	10 999,4	10 949,4

5. Развитие электрических сетей на период до 2030 года

5.1. 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

Таблица 7. Мероприятия по реконструкции подстанций 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

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 8.

Таблица 8. Мероприятия по модернизации сети 220 кВ

№ 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

5.2. 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 0,4–10 кВ

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 (см. п. 5.5). 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.

5.3. 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 таблице 9 приведен перечень намеченных к установке СКРМ ПС 330 кВ.

Таблица 9. СКРМ, намеченные к установке на ПС 330 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Параметры			
		U _{ном} , кВ	Тип	Q, Мвар	Диапазон регулирования, Мвар
1	Россь	330	УШР	180	9 ... 180
2	Лида	10	ШР	2х30	0; 30; 60
3	Столбцы	10	ШР	2х20	0; 20; 40
4	Мозырь	10	ШР	2х20	0; 20; 40
5	Калийная	10	ШР	30	0; 30
6	Микашевичи	10	ШР	20	0; 20

5.4. 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.

Таблица 10. Выдача мощности ПРИ

№ п/п	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)

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.

5.5. Использование электрической энергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления

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 государственным организациям, 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 пищевого приготовления обуславливает рост электрической нагрузки у потребителя как в дневное, так и в ночное время.

В то же время снижение потребления электроэнергии для целей пищевого приготовления 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 пищевого приготовления 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 пищевого приготовления, 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 амортизированные электрические сети либо электрические сети, которые на начало реконструкции будут полностью амортизированы. Планирование реконструкции электрических сетей осуществляется с учетом планов по газификации населенных пунктов. В 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.

5.6. Развитие межсистемных связей

5.6.1. 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 2400 МВт, в т.ч. при плановом/аварийном отключении энергоблока 1200 МВт Белорусской АЭС.

Поддержание частоты и баланса активной мощности при отключении самого крупного энергоблока (блока 1200 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 1200 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 2400 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 1200 МВт (блок Белорусской АЭС).

Системообразующая сеть 220 кВ и выше позволяет осуществлять экспорт мощности 1200 МВт во всех режимах работы.

5.6.2. 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 1200 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.

5.6.3. 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.

6. Основные направления развития релейной защиты и автоматики

Одним из ключевых направлений развития распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 (6) кВ является их автоматизация, реализуемая в рамках реконструкции.

Основными задачами автоматизации распределительных электрических сетей 10 (6) кВ являются:

увеличение оперативности переключений путем замены коммутационных аппаратов с ручным приводом управления на моторные или электромагнитные с возможностью дистанционного управления ими в ТП, РП, КТП, установки реклоузеров и/или управляемых выключателей нагрузки, разъединителей на линиях электропередачи;

автоматическое управление переключениями при аварийном отключении элементов электрической сети 10 (6) кВ;

обеспечение расширенных функций мониторинга и диагностики текущего состояния применяемого электрооборудования с возможностью принятия превентивных мер по предотвращению аварийных ситуаций;

изменение схем построения распределительной электрической сети 10 (6) кВ для достижения максимального эффекта при ее автоматизации;

оптимизация режима работы электрической сети за счет наличия в ней дистанционно управляемых элементов на основе расчетов с использованием динамической модели электрической сети и полученной телеметрической информации с объектов автоматизации;

повышение пропускной способности распределительных электрических сетей;

снижение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях.

Для обеспечения надежной и экономичной работы энергосистемы и энергетического оборудования, а также бесперебойного электроснабжения потребителей необходимо проводить комплекс организационно-технических мероприятий по оснащению, эксплуатации и поддержанию на высоком техническом уровне устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики (далее – РЗА и ПА). Непосредственно для развития в области РЗА и ПА в целом необходимо:

обеспечить своевременную замену физически устаревших систем (устройств) РЗА и ПА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;

внедрять современные устройства релейной защиты и автоматики;

снижать время отключения коротких замыканий за счет повышения быстродействия устройств релейной защиты;

выявлять повреждения элементов сети на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности;

сокращать время принятия решений диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях на основе полноты информации и оперативности ее предоставления;

снижать эксплуатационные затраты за счет применения современных устройств РЗА и ПА, обеспечивающих непрерывную самодиагностику, и современных программно-аппаратных инструментальных средств диагностики;

использовать цифровые каналы связи, включая волоконно-оптические, и дублирующие каналы связи для передачи аварийных сигналов и команд.

Необходимо при строительстве и реконструкции существующих энергообъектов осуществлять мероприятия по обеспечению информационной безопасности.

Для наращивания темпов развития электроэнергетики Республики Беларусь необходимо активно реализовывать потенциал цифровых технологий. Внедрение технологии «Цифровая подстанция» позволит минимизировать влияние человеческого фактора на процессы проектирования, строительства и эксплуатации цифровых подстанций, обеспечить непрерывный мониторинг состояния оборудования, снизить затраты на информационные системы на 30 %, уменьшить площадь подстанции на 40–50 %, снизить объем контрольных кабелей на 70 %.

7. Развитие и модернизация систем теплоснабжения и тепловых сетей

7.1. Принципы и меры развития систем теплоснабжения и тепловых сетей

В 36 населенных пунктах республики имеется разветвленная система централизованного теплоснабжения и две производственные структуры по обслуживанию магистральных и распределительных сетей теплоснабжения, а именно:

в 15 населенных пунктах (г. Барановичи, г. Бобруйск, г. Брест, г. Витебск, г. Гомель, г. Гродно, г. Лида, г. Минск, г. Могилев, г. Мозырь, г. Молодечно, г. Орша, г. Осиповичи, г. Полоцк, г. Светлогорск) в хозяйственном ведении организаций ГПО «Белэнерго» находятся тепловые сети, по которым осуществляется транспортировка тепловой энергии от энергоисточников этих организаций до центральных тепловых пунктов организаций

жилищно-коммунального хозяйства, при отсутствии центральных тепловых пунктов – до зданий или пунктов учета тепловой энергии;

в 11 населенных пунктах (г. Барань, г. Белоозерск, г. Жодино, г. Костюковичи, г. Новолукомль, г. Новополоцк, г. Пинск, г.п. Ореховск, г.п. Руденск, г.п. Свислочь, пос. Дружный) теплоснабжение потребителей осуществляется от энергоисточников и по тепловым сетям организаций ГПО «Белэнерго», включая центральные тепловые пункты, тепловые сети отопления и горячего водоснабжения, транзитные участки тепловых сетей, проходящие через здания или сооружения;

в 10 населенных пунктах (г. Борисов, г. Вилейка, г. Жлобин, г. Лунинец, г. Пружаны, г. Речица, г. Рогачев, г. Слуцк, г. Сморгонь, г. Солигорск) теплоснабжение потребителей осуществляется от энергоисточников организаций ГПО «Белэнерго» по тепловым сетям организаций жилищно-коммунального хозяйства.

Протяженность тепловых сетей в ведении организаций ГПО «Белэнерго» составляет более 7400 км (в однострунном исчислении), а находящихся в ведении организаций жилищно-коммунального хозяйства – 14 600 км. Незначительная часть сетей принадлежит иным организациям.

Теплоснабжение малых городов, поселков городского типа, сельских населенных пунктов на 75–80 % осуществляется от децентрализованных источников и индивидуальных систем отопления.

Масштабность существующих систем теплоснабжения требует при реализации политики в сфере теплоснабжения соблюдать ряд принципов.

1. При развитии и модернизации систем теплоснабжения определение зоны их действия, выбор системы и состава основного оборудования теплоисточников необходимо осуществлять на основе технико-экономических расчетов (обоснования инвестиций) по прогнозным показателям на срок не менее 15 лет и с учетом перспективы развития электроэнергетики и ввода в эксплуатацию АЭС.

2. При разработке проектной документации на строительство новых и модернизацию действующих систем теплоснабжения необходимо предусматривать создание автоматизированных систем управления технологическими процессами теплоснабжения.

3. При развитии и модернизации систем теплоснабжения населенных пунктов, удаленных от системы централизованного теплоснабжения, следует отдавать предпочтение индивидуальным системам отопления и горячего водоснабжения многоквартирных и блокированных жилых домов с использованием электронагрева и местных топливно-энергетических ресурсов при технической и экономической целесообразности.

4. В районах, удаленных от зоны централизованного теплоснабжения, необходимо предусматривать децентрализованные (локальные) системы (крышные котельные, поквартирное отопление) с преимущественным применением электронагрева и местных топливно-энергетических ресурсов при технической и экономической целесообразности.

5. В сельской местности групповые котельные преимущественно должны быть оснащены котлоагрегатами на местных топливно-энергетических ресурсах. При экономической целесообразности и технической возможности в качестве резервного вида топлива следует использовать электрическую энергию.

После ввода в эксплуатацию Белорусской атомной электростанции и ее интеграции в баланс энергосистемы предлагается рассмотреть вариант минимизации эксплуатируемого оборудования тепловых электрических станций и котельных энергосистемы при условии сохранения отпуска тепла потребителям.

Требуется предельно ограничить строительство новых и расширение действующих котельных, использующих в качестве основного вида топлива природный газ, топочный мазут или уголь, за исключением строительства и расширения таких котельных на загрязненных радионуклидами территориях. Следует предусматривать передачу тепловых нагрузок малоэффективных котельных на централизованные электрогенерирующие

источники или их закрытие с учетом перевода потребителей на индивидуальное теплоснабжение.

Для поддержания уровня износа на уровне 40 % необходимый объем ежегодной замены тепловых сетей организаций ГПО «Белэнерго» должен составлять 250–280 км в однострубно́м исчислении.

Снижение технологического расхода на транспорт теплоносителя и повышение надежности теплоснабжения потребителей должно осуществляться путем соблюдения следующих условий при проектировании и строительстве тепловых сетей:

строительство тепловых сетей осуществлять с использованием предварительно изолированных труб (при надземной прокладке – с высокоэффективной теплоизоляцией);

оснащение зданий индивидуальными тепловыми пунктами обеспечивать по независимой схеме;

для регулирования теплопотребления предусматривать в обоснованных случаях установку аккумуляторов тепловой энергии;

подключение к тепловым сетям новых потребителей предполагается осуществлять по независимой схеме через индивидуальные тепловые пункты, оборудованные средствами автоматического регулирования и учета потребления тепловой энергии, отвечающие требованиям, выдвигаемым для включения этих индивидуальных пунктов в распределенную автоматизированную систему управления технологическими процессами теплоснабжения города (района). Применение зависимой схемы допускается только при реконструкции действующих систем теплоснабжения и выполнении технико-экономического обоснования;

при проектировании производственных, общественных и жилых зданий предполагается предусматривать энергоэффективные технологии отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения с теплорегенеративными и аккумулирующими элементами для возможности работы теплового оборудования на пониженных параметрах теплоносителя.

В системах теплоснабжения необходимо предусматривать использование следующих технологий и оборудования:

сильфонные компенсаторы, обеспечивающие полную герметичность компенсационных устройств и уменьшающие эксплуатационные затраты;

шаровая запорная арматура повышенной плотности и шаровая запорно-регулирующая арматура с гидроприводом, применяемая в качестве клапанов «расчески», которая позволяет коренным образом изменить существующие схемы защит систем отопления от повышения давления;

внедрение новых схем регулирования производительности насосно-перекачивающих и насосных станций с применением частотно-регулируемых приводов;

использование схем защиты от повышения давления в обратной магистрали при останове насосной;

вентиляция каналов и камер, снижающая скорость коррозии трубопроводов;

повышение значения pH сетевой воды – надежный способ борьбы с внутренней коррозией при условии поддержания в воде нормируемого содержания кислорода. Высокая степень защиты трубопроводов при $\text{pH} > 9,25$ определяется изменением свойств железоксидных пленок. Уровень повышения pH существенно зависит от содержания сульфатов и хлоридов в сетевой воде: при больших их концентрациях значение pH должно быть выше;

нанесение антикоррозионных покрытий – один из способов продления расчетного срока службы тепловых сетей, прокладываемых стандартным способом (исключая трубопроводы в изоляции из пенополиуретана (ППУ изоляция));

устройство комплексов электрохимической защиты (ЭХЗ) – единственный метод, кардинально повышающий срок службы действующих тепловых сетей на подтопленных и заиленных трассах. Для трубопроводов тепловых сетей с ППУ изоляцией и аналогичной

теплоизоляционной конструкцией, имеющих систему оперативного дистанционного контроля изоляции, ЭХЗ не применяется.

7.2. Внедрение АСУТП систем теплоснабжения

На сегодняшний день управление режимами теплоснабжения в крупных городах осуществляется разрозненными системами, не удовлетворяющими системным критериям, требованиям надежности, управляемости и экологичности. Поэтому модернизация систем теплоснабжения и создание автоматизированных систем управления технологическими процессами является наиболее актуальной задачей. Несмотря на наличие отдельных проектов по г. Минску, г. Гродно и г. Гомелю, в Республике Беларусь отсутствуют единые комплексные подходы к внедрению и эксплуатации автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее – АСУ ТП) систем теплоснабжения.

Основной целью создания АСУ ТП является повышение эффективности, надежности и качества оперативного управления режимами функционирования отдельных элементов системы централизованного теплоснабжения в целом.

Реализация такой управляющей системы должна осуществляться путем:
создания развитой телекоммуникационной и вычислительной сред распределенной системы управления технологическими процессами теплоснабжения отдельных частей СТС и организации их связи с центральной диспетчерской станцией (ЦДС);
формирования на всех уровнях управления технологическими процессами как оперативной, так и отчетной информации.

Реализация концепции в полном масштабе должна позволить решать следующие задачи:

- автоматизация процессов обслуживания инженерных сооружений;
- регистрация заявок пользователей на обслуживание, формирование нарядов по обслуживанию, контроль исполнения;
- оперативный контроль указанных процессов со стороны вышестоящих уровней управления (полная прозрачность повседневной производственной деятельности удаленных подразделений);
- децентрализованное ведение кадастра инженерных сооружений при централизованном его контроле и хранении (прямая работа с кадастром ежедневная обязанность сетевого инженера);
- автоматизация оформления и хранения технических условий;
- автоматизация инженерных гидравлических и тепловых расчетов;
- непрерывный контроль функционирования всех основных элементов тепловых сетей (теплоисточники, центральные тепловые пункты, индивидуальные тепловые пункты), параметров теплоносителя в контрольных точках системы трубопроводов;
- прямое цифровое управление основными элементами сетей с целью оптимизации производства, транспортировки и распределения тепловой энергии;
- организация достоверного автоматического учета энергоресурсов (используемых и производимых);
- дистанционное управление элементами сети с целью локализации аварийных ситуаций или в других обоснованных случаях;
- дистанционное централизованное изменение режимов функционирования элементов тепловых сетей.

Повышение эффективности, надежности и качества функционирования системы централизованного теплоснабжения достигается за счет:

- оперативного доведения объективной информации о состоянии основных объектов тепловых сетей лицам, принимающим решения;
- безошибочного доведения принятых решений по оперативному управлению объектами в различных штатных и аварийных режимах на уровень исполнения;

безусловного исполнения установленных регламентов функционирования отдельных объектов и системы теплоснабжения в целом.

8. Экономическое обоснование развития объектов энергосистемы

В целях экономического сопоставления вариантов развития энергосистемы за базовый сценарий, при котором существующие конденсационные блоки остаются в эксплуатации, принято решение о сохранении существующего уровня условно-постоянных затрат при производстве электрической энергии на КЭС, скорректированного на уровень инфляции, а в сценарии модернизации – уровень условно-постоянных затрат зависит только от объемов производства электрической энергии и принимается как доля по существующему уровню в условиях 2018 года.

По результатам сопоставления сценариев развития можно сделать следующие основные выводы:

объемы закупки электрической энергии от блок-станций на ископаемых видах топлива не оказывают значительного влияния на экономические показатели Белорусской энергосистемы, однако прогнозируемо растущие объемы производства для собственных нужд указывают на необходимость создания экономических механизмов их привлечения для регулирования суточного графика;

с учетом того, что для регулирования нагрузки в условиях функционирования АЭС необходимо привлечение маневренных мощностей, то возможно рассматривать вопрос по созданию рынка мощности.

Оценка объемов средств, необходимых на 2021–2030 годы на мероприятия по развитию энергосистемы (без учета финансирования АЭС), произведена на основании предварительных укрупненных расчетов. Прогнозируемая потребность в финансировании с учетом НДС составляет 4730 млн. долларов США.

Требуемые инвестиции на реализацию мероприятий по режимной интеграции АЭС за 2021–2025 годы составляют порядка 306 млн. долларов США.

Инвестиции для повышения надежности электроснабжения приграничных энергоузлов объединенной энергетической системы Беларуси при отделении ОЭС Украины и ЭС Литвы оцениваются порядка 139 млн. долларов США (при выходе Литвы – 65 млн. долларов США; при выходе Украины – 74 млн. долларов США). Данная оценка произведена из расчета необходимости строительства сетевой инфраструктуры, обеспечивающей передачу электроэнергии потребителям республики от белорусских объектов генерации, и не включает строительство вставок постоянного тока на трансграничном сечении и иных межгосударственных объектов.

9. Законодательная база развития и функционирования энергетической системы с учетом правовых актов ЕАЭС

В рамках Евразийского экономического союза (далее – ЕАЭС) основным документом, регулирующим взаимоотношения государств – членов ЕАЭС, является Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года.

29 мая 2019 г. в г. Нур-Султане (Республика Казахстан) главами государств подписан Протокол о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза) (далее – Протокол).

В Протоколе определены общие принципы формирования, функционирования и развития общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (далее – ОЭР Союза), в рамках которых сотрудничество осуществляется на основе равноправия государств-членов, соблюдения баланса экономических интересов производителей и потребителей электрической энергии, приоритетного использования

рыночных механизмов, обеспечения беспрепятственного доступа к услугам субъектов естественных монополий.

В Республике Беларусь в условиях отсутствия правовых основ функционирования рыночных отношений в электроэнергетике до планируемого ввода в действие общего рынка газа в 2025 году необходимо:

доработать и внести на рассмотрение проект Закона Республики Беларусь «Об электроэнергетике»;

обеспечить разработку Правил оптового и розничного рынков электрической энергии Республики Беларусь и иных подзаконных актов, регулирующих экономические, технические, информационные и организационные взаимоотношения участников оптового и розничного рынков электрической энергии.

Для обеспечения возможности участия юридических лиц Республики Беларусь в ОЭР Союза на этапе до начала функционирования общего рынка газа Союза потребуется внести изменения в:

Гражданский кодекс Республики Беларусь от 07.12.1998 в части введения в гражданско-правовые отношения на территории Республики Беларусь в области электроснабжения договоров купли-продажи электрической энергии, оказания услуг по передаче электрической энергии, оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказания услуг по межгосударственной передаче электрической энергии по территории Республики Беларусь;

Положение о Министерстве энергетики Республики Беларусь, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 31.10.2001 № 1595, в части наделения полномочиями, дополнения функциями по:

обеспечению выполнения мероприятий, направленных на реализацию Протокола об ОЭР Союза;

участию в подготовке и рассмотрении данных мониторинга функционирования ОЭР Союза;

рассмотрению жалоб, касающихся нарушений субъектом ОЭР Союза, зарегистрированным на территории Республики Беларусь, правил доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии (мощности);

иным функциям и полномочиям, предусмотренным актами, принимаемыми в соответствии с пунктами 5–8 Протокола;

Положение о Министерстве антимонопольного регулирования и торговли, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 06.09.2016 № 702, в части наделения полномочиями, дополнения функциями по:

утверждению методических указаний по определению цен (тарифов) на услуги инфраструктурных организаций ОЭР Союза, зарегистрированных на территории Республики Беларусь и не являющихся субъектами естественных монополий в сфере электроэнергетики;

иным функциям и полномочиям, предусмотренным актами, принимаемыми в соответствии с пунктами 5–8 Протокола.

Необходима разработка и принятие следующих нормативных правовых актов:

устанавливающего полномочия одного юридического лица на торговлю электрической энергией на ОЭР Союза в соответствии с пунктом 1 статьи 16 Закона Республики Беларусь от 25.11.2004 № 347-З «О государственном регулировании внешнеторговой деятельности»;

наделяющего Совет Министров Республики Беларусь полномочиями на утверждение актов, необходимых для реализации Протокола об ОЭР Союза, в частности порядка заключения договора на передачу электрической энергии (типовая форма);

наделяющего полномочиями органа (организации) на разработку и ведение перечня (реестра) субъектов внутреннего оптового электроэнергетического рынка, имеющих право участвовать на ОЭР Союза;

определяющего порядок осуществления межгосударственной передачи электрической энергии (мощности) в целях исполнения обязательств в отношении субъектов электроэнергетики государств, не входящих в Союз.

Заключение

Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года является механизмом реализации положений Концепции энергетической безопасности и описывает базовый сценарий развития Объединенной энергетической системы.

При определении направлений развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей в Республике Беларусь проанализированы основные тренды мировой электроэнергетики в прогнозируемом периоде.

Анализ тенденций развития электроэнергетики сопредельных государств и возможных направлений экспорта электрической энергии показывает, что после 2025 года при условии создания объединенного рынка природного газа Российской Федерации и Республики Беларусь с выравниванием цен на него значительно возрастает возможность экспорта из-за снижения топливной составляющей в себестоимости производства белорусской электроэнергии и, соответственно, повышения ее конкурентоспособности на рынке России. После ввода с 01.07.2019 новой модели рынка электроэнергии Украины сложились условия для организации поставок электроэнергии из Республики Беларусь. В случае реализации планируемой технической и экономической интеграции в 2023 году энергосистем Украины и ЕС прогнозируется рост цены на электрическую энергию на украинском рынке, что может служить толчком к возможности роста экспорта электроэнергии из Республики Беларусь в Украину. Также существуют экономические предпосылки возможности экспорта электроэнергии в Польшу, которые существенно обусловлены политической конъюнктурой со стороны Литвы и Польши.

Несмотря на существующие сильные электрические связи текущая политическая ситуация с позицией Литвы по строительству Белорусской АЭС не позволяет рассчитывать на возможность достижения договоренностей по созданию ВПТ и, соответственно, возможные экспортные поставки электрической энергии после 2025 года.

Установленная мощность Белорусской энергосистемы на 01.01.2019 составила 10 068,68 МВт, в том числе электрическая мощность трех КЭС – 4704,2 МВт, 14 ТЭЦ более 50 МВт – 3856,2 МВт, ТЭЦ менее 50 МВт – 237,7 МВт, мини-ТЭЦ и реконструированных котельных – 22,8 МВт, ГЭС и ВЭУ – 97,8 МВт, локальных источников, не входящих в состав ГПО «Белэнерго», – 1130,3 МВт (из них ВИЭ – 293,2 МВт). Доля блок-станций в общей мощности энергосистемы – 11,2 %.

Начиная с 2006 года проводится системная модернизация основных производственных активов, а с 2016 года реализуется комплекс мероприятий, позволяющий эффективно интегрировать АЭС в энергосистему.

Для определения направлений развития энергосистемы разработаны прогнозные балансы электрической и тепловой энергии.

Планируется рост электропотребления до уровня 43,7 млрд. кВт·ч в 2025 году и 47,2 млрд. кВт·ч в 2030 году, уровень выработки тепловой энергии на энергоисточниках организаций ГПО «Белэнерго» в прогнозируемом периоде будет постоянным и составит около 34 млн. Гкал, объемы роста его потребления будут компенсироваться внедрением мероприятий по энергоэффективности.

В прогнозируемом периоде с учетом существующих объемов установленных мощностей, необходимости возврата кредитных средств, затраченных на модернизацию, и вероятного установления ценовых паритетов на природный газ рамках рынка ЕАЭС целесообразно:

оптимизировать состав оборудования генерирующих источников с учетом необходимости поддержания нормативных резервов в энергосистеме и соблюдения требуемых индикаторов энергетической безопасности;

пересмотреть подходы к поддержанию в эксплуатации изношенного и (или) невостребованного котельного оборудования, особенно в части пиковых водогрейных котлов с учетом ввода электрокотлов в крупных теплофикационных системах;

осуществлять поддержку и развитие инфраструктуры электрических сетей с учетом возможности расширения экспорта электрической энергии.

Системообразующая сеть ОЭС Беларуси сформирована на напряжении 220–750 кВ. При этом реализуется концепция отказа от класса напряжения 220 кВ. Анализ износа линий электропередачи указывает на необходимость модернизации линий 110 кВ.

В рамках развития электрических сетей до 2025 года предусматривается реконструкция: ПС 330 кВ Барановичи, Орша, Столбцы, Белорусская, Сморгонь, Минск Северная, Могилев, Калийная; строительство ПС 330 кВ Петриков; сооружение ВЛ 330 кВ Белоозерск – Пинск – Микашевичи (75 км и 102 км), ВЛ 330 кВ Столбцы – Барановичи (69,9 км), захода-выхода ВЛ 330 кВ Калийная – Мозырь на ПС 330 кВ Петриков (2х0,55 км). До 2030 года предусматривается реконструкция ПС 330 кВ Полоцк, Лида, Мозырь, Микашевичи, Гродно, Россь, Слуцк, ПС 220 кВ Пинск с переводом на напряжение 330 кВ.

Ключевым направлением развития распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 (6) кВ является их автоматизация, реализуемая в рамках реконструкции.

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

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), 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 позиции Литвы относительно ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС.

Развитие и модернизацию систем теплоснабжения и тепловых сетей планируется осуществлять с учетом минимизации эксплуатируемого оборудования тепловых электрических станций и котельных энергосистемы при условии сохранения отпуска тепловой энергии потребителям. Для поддержания уровня износа на уровне 40 % необходимый объем ежегодной замены тепловых сетей в ГПО «Белэнерго» должен составлять 250–280 км в однотрубном исчислении. Поскольку в 2016–2018 годах объем замены тепловых сетей составлял 130–150 км в год, необходимо нарастить темп замены с доведением до необходимого объема уже в 2025 году. Основным направлением в развитии систем теплоснабжения станет их комплексная автоматизация с формированием единых информационных систем при использовании технологий интеллектуальных сетей, ориентированных на автоматизацию организационных и технологических процессов централизованного теплоснабжения городов.

Развитие законодательной и нормативной базы функционирования энергетической системы Республики Беларусь будет осуществляться с учетом принятых и планируемых к принятию в ЕАЭС и иных международных объединениях документов.

Реализация положений Концепции развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года окажет влияние на значения ряда индикаторов энергетической безопасности. Вместе с тем проведенный при подготовке данного

документа анализ прогнозируемых значений индикаторов с учетом перехода на методологию расчета МЭА, необходимости ввода пиково-резервных мощностей и электрокотлов для интеграции АЭС в энергосистему, прогнозируемых объемов производства электроэнергии от АЭС и соответствующих поставок импортируемого природного газа показал необходимость актуализации методик расчета ряда индикаторов, что повлечет изменение их нормативных параметров.

Приведенные в данной концепции меры и мероприятия могут быть скорректированы в среднесрочных программных документах в соответствии с условиями и параметрами развития экономики.

Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года обеспечивает комплексный и системный подход к развитию электроэнергетической сферы, нацеленность на реализацию задач и параметров энергетической безопасности, устойчивое экономическое развитие страны.