

Оценка себестоимости производства электроэнергии на Островецкой АЭС и её влияние на энергетический комплекс



ОО “Экодом”

Беларусская антиядерная кампания

Авторы:

Павел Горбунов, эксперт ОО “Экодом”

Татьяна Новикова, эколог, экономист (ABD), независимый журналист,
координатор Белорусской антиядерной кампании



Минск
29 июля 2020
Ver - 2020-07-29

Содержание

Введение	3
Краткая экономическая справка об электрогенерационном комплексе Беларуси	5
Себестоимость электроэнергии газовых электростанций	5
Оценки себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на АЭС	7
Официальные заявления о себестоимости электроэнергии с вводом в эксплуатацию БелАЭС 8	
Ранее проводимые оценки себестоимости электроэнергии БелАЭС белорусскими энергетиками	9
Расчетная себестоимость электроэнергии на БелАЭС	9
Таблица для расчёта себестоимости	11
Оценка простоев атомной станции	11
Срок эксплуатации атомной станции	12
Топливная составляющая в себестоимости электроэнергии на БелАЭС	12
Операционная составляющая и затраты на оплату труда в себестоимости электроэнергии на АЭС	13
Затраты на вывод из эксплуатации станции в себестоимости электроэнергии на БелАЭС	14
Кредитная составляющая в себестоимости электроэнергии на БелАЭС	14
Капитальная составляющая стоимости инфраструктуры вокруг станции	15
Капитальная составляющая модернизации энергосети в себестоимости электроэнергии на БелАЭС	16
Рассчитанная себестоимость электроэнергии БелАЭС	17
Оценка влияния БелАЭС на рост себестоимости затрат газовой генерации	18
Оценка себестоимости электроэнергии в целом по энергосистеме после запуска обоих реакторов	19
Оценка отложенного запуска станции. Определение лучшего момента запуска станции.	19
Оценка инвестиций варианта “Отказ от запуска”.	22
Оценка убыточности станции в сравнении с сохранением газовой генерации (оценка ошибки решения о строительстве АЭС)	23
Тарифы для населения после ввода АЭС и противоречивость тарифной политики	24
Прогнозирование себестоимости электроэнергии от ВИЭ и АЭС в Беларуси	25
Последствия ввода АЭС для энергетической политики Беларуси	26
Источники	27

1. Введение

Экономическое обоснование - это важная часть процесса принятия решений. Этот процесс, открытый во многих развитых странах, демонстрирует экономические риски и оценивает возможность выгод для налогоплательщиков и инвесторов в проекты национальной значимости. БелАЭС является таким проектом, поскольку затрагивает не только экологические, но и экономические интересы граждан.

Обоснование инвестиций БелАЭС было выполнено в 2009 году, однако осталось закрытым от общественности - публично не были представлены не только расчеты, но и итоговые цифры. На этот документ, тем не менее, ссылалась Оценка воздействия на окружающую среду, материалы которой частично были опубликованы в 2009-2010 гг., и он служил одним из аргументов для поддержки решения о строительстве БелАЭС.

В то же время, граждан и субъектов хозяйствования Беларуси остро волнует вопрос экономической составляющей проекта БелАЭС, поскольку от ответа на него зависят налоговое бремя и стоимость электроэнергии, экономический, инвестиционный климат в стране, будущее отраслей, и экономики страны в целом.

Расчеты, выполненные учеными Национальной академии наук Беларуси в 2013 году, [показали](#) [13], что с пуском АЭС себестоимость электроэнергии **в целом по энергосистеме** якобы **снизится на 20%**. И поскольку на протяжении последних десятилетий электрогенерация в Беларуси является преимущественно газовой, то снижение ее себестоимости в целом говорит о том, что себестоимость атомной электроэнергии должна быть намного ниже себестоимости газовой. Каким образом это произойдет и какие расчеты это обосновывают? К сожалению, даже незадолго до физического пуска реактора первого энергоблока БелАЭС, планируемого в августе 2020 года, Минэнерго Беларуси не дает ни расчетных цифр стоимости строительства, ни себестоимости электроэнергии от БелАЭС “на шинах” (то есть на отпусковых проводах), ни того, как изменится стоимость электроэнергии в энергосети в целом, ни того, какие тарифы на электроэнергию будут установлены правительством.

Общественное объединение “Экодом” и Белорусская антиядерная кампания с 2008 года оппонировали проекту БелАЭС на экспертном уровне. Одним из объектов нашей критики является экономическая составляющая строительства. Весной 2010 года мы представили Заключение Общественной экологической экспертизы проекта БелАЭС, где показали неприемлемость строительства по экономическим причинам, а также несостоятельность оценок о прибыльности Белорусской атомной электростанции.

В апреле 2020 года Белорусская антиядерная кампания представила еще одно исследование, оценивающее возможную стоимость киловатт-часа электроэнергии БелАЭС. Для расчета мы использовали доступные данные и формулу, используемую Минэнерго США для предварительной оценки экономической эффективности энергетических проектов. В силу большого числа неизвестных мы представили возможный диапазон, в котором может колебаться стоимость киловатт-часа БелАЭС - от 7 до 25 американских центов и выше. Столь широкая разбежка связана с тем, что не известно, сколько киловатт-часов сможет выработать БелАЭС за время эксплуатации, а также с тем, что многие связанные с ней затраты отнесены далеко во времени. Цель этой работы, тем не менее, состояла в другом - показать, каким образом рассчитывается стоимость киловатт-часа атомной электроэнергии, и сделать процесс расчета и обсуждения открытым и понятным.

Данная работа продолжает попытку независимой оценки экономической эффективности БелАЭС. В ней мы проводим новый расчет себестоимости электроэнергии БелАЭС с учетом изменений в кредитном соглашении, произошедшим летом 2020 года, а также используем новые данные и сравниваем атомную генерацию с газовой, оцениваем возможную динамику себестоимости электроэнергии в целом после ввода в строй БелАЭС.

Стоит отметить, что пример Беларуси, где до БелАЭС не существовало промышленного атомного сектора, показывает, что к расходам на атомную электростанцию следовало бы относить и такие расходы, которые прямо к ней не относятся, но были бы невозможными без АЭС. Это расходы на специфическую модернизацию энергосети Беларуси (сооружение новой ЛЭП, электрокотлов-утилизаторов электроэнергии, резервно-пиковых электростанций и так далее).

В эту категорию, тем не менее, не входят такие отдаленные, но связанные со строительством БелАЭС расходы, как модернизация предприятий для потребления дополнительного объема электроэнергии (например, создание новых линий выпуска продукции на предприятиях Беларуси).

В данном исследовании также не учтены некоторые экстернальные расходы, например: на устранение загрязнения окружающей среды радионуклидами, выбрасываемыми в ходе работы станции в штатном режиме, на военные базы прикрытия станции, на обучение кадров и соответствующие программы в вузах и так далее. Частично эти расходы сложно определить и по многим отсутствуют данные. Тем не менее, их правильно также отнести к расходам на станцию.

Во многих предположениях авторы принимали сторону минимальных расходов, т.е. сторону лучшей окупаемости БелАЭС. Стоит отметить, что наша работа проведена в условиях дефицита многих ключевых данных и дает лишь приблизительную оценку. Тем не менее, совпадение итоговых оценок с исследованием [1], выполненным в 2018 году РУП «БелТЭИ» энергетиками, показало верность методики.

Наше исследование показало, что себестоимость электроэнергии БелАЭС может с большой долей вероятности составлять 10 американских центов в первые годы работы станции, что ощутимо выше текущей себестоимости электроэнергии на газовых электростанциях (4 цента). Также исследование оценивает изменение себестоимости во временной перспективе и вилке прогнозируемых цен на урановое топливо. Наша работа также поднимает вопрос о том, окупится ли БелАЭС за время своей работы.

Кроме того, данная работа оценивает **косвенный негативный** эффект влияния АЭС на на электрическую энергосистему Беларуси, поскольку пуск станции переводит электроэнергетическую систему Беларуси в неэффективный режим. Исследование показало, что этот эффект **существенен**.

Исследование также прогнозирует среднюю себестоимость электроэнергии в энергосети.

Наконец, мы поднимаем вопрос о том, выгодно ли экономически запускать БелАЭС в текущих условиях низких цен на газ или же оставить газовую генерацию. Еще одним результатом данной работы является вывод о том, что себестоимость электроэнергии БелАЭС необходимо рассматривать не изолированно, а в сравнении со стоимостью от возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и рассматривать во временной перспективе.

2. Краткая экономическая справка об электрогенерационном комплексе Беларуси

Согласно [1]:

Сектор производства электроэнергии потребляет 15% всех энергоресурсов. Он в 5 раз меньше сектора теплоснабжения.

В Беларуси около 10 000 МВт установленных мощностей.

Электроэнергетический комплекс производит в год 36-38 млрд. кВт*ч электроэнергии [3, стр.18].

96% всей электроэнергии вырабатывается из природного газа.

Доля ВИЭ в производстве электроэнергии - менее 2%.

На производство 38 млрд. кВт*ч электричества Беларусь тратит примерно 8470 млрд. м³ природного газа.

При ценах на газ от 130\$ до 260\$ за 1000 м³, затраты на покупку газа составляют \$ 1.1-2.3 млрд.ежегодно. (1.8-3.8%ВВП).

3. Себестоимость электроэнергии газовых электростанций

Себестоимость электроэнергии на газовых станциях Беларуси составляет на 2018-2020 г. **4.01 центов за 1 кВт*ч**, а по отдельным станциям она составляла менее 3 центов за кВт*ч. Последние несколько лет Беларусь даже продавала электроэнергию в Украину с прибылью для себя по **5.3 цента** [7].

При реализации электроэнергии потребителям необходимо также учитывать сетевую составляющую, которая находится на уровне 0.9 цента/кВт*ч ([1], стр.124). Сетевая составляющая характеризует суммарные затраты энергосети на трансфер электроэнергии от электростанций до потребителей, приведённую к 1 кВт*ч потреблённой электроэнергии.

Модернизация. За 12 лет расход газа снизился с 273 грамм условного топлива за 1 кВт*ч ([7, стр.7]) до 230 ([1], стр.124) грамм условного топлива, то есть энергоэффективность улучшилась на 19%.

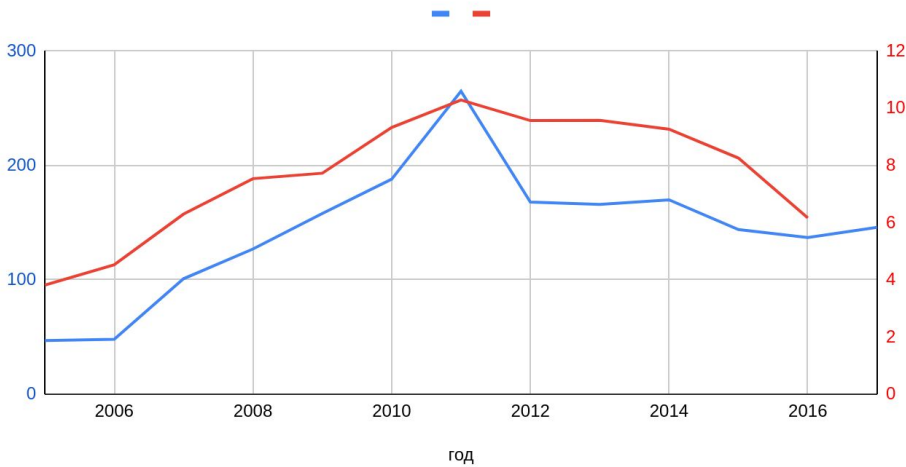
*Справочно: 230 гр.у.т. на 1 кВт*ч эквивалентно 0,000199 м³ природного газа.*

Стоимость газа.

За последние 15 лет цена природного газа менялась от 31 до 265 долларов за 1000 м³. Себестоимость электроэнергии коррелировала с ценами на газ, но важно помнить, что на себестоимости отражается и процесс модернизаций электростанций. В среднесрочной и долгосрочной перспективе спрогнозировать цену природного газа представляется сложным, так как это и экономический, а для Беларуси и политический вопросы. Более подробно изменение себестоимости электроэнергии показано в [1].

При оценке вариантов мы будем проводить расчёты для двух вариантов цены: 130 и 425 \$ за 1000 м³

стоимость \$ за 1000м3 газа / удельные затраты на электроэнергию (ГПО Белэнерго), долларовых центов за 1 кВт*ч



При текущей закупочной цене газа в 130\$ за 1000 м3, топливная составляющая в себестоимости 1 кВт*ч исходя из обобщённого расхода топлива 0.000199м3 составляет $(0.000199\text{м}^3 * \$130) * 100 = 2.60$ цента.

В таком случае, условно-постоянная составляющая, за которой скрываются все остальные расходы равна $4.01 - 2.60 = 1.41$ цента/кВт*ч. Её доля составляет 35% от общей себестоимости.

При текущем производстве 39 млрд. кВт*ч нетопливные ежегодные затраты электроэнергетического комплекса грубо можно оценить в $39 * 10^9 * 0.0141 = \$ 550$ млн.

При увеличении стоимости природного газа до, например в 425 долларов за 1000 м3 (стоимость, считающаяся высокой), себестоимость 1 кВт*ч газовой электрогенерации будет составлять:

$$(1.40 + 0.000199 * 425 * 100) = 9.86 \text{ центов.}$$

По иным оценкам [1, стр. 124] в 2016м году условно-постоянная составляющая = 2.67цента/кВт*ч, или 43% от общей себестоимости. При производстве в тот год 33 млрд. кВт*ч нетопливные ежегодные затраты электроэнергетического комплекса грубо можно оценить в $33 * 10^9 * 0.0267 = \$ 881$ млн.

При увеличении стоимости природного газа до, например в 425 долларов за 1000 м3 (стоимость, считающаяся высокой), себестоимость 1 кВт*ч газовой электрогенерации будет составлять 12.57 центов [1].

Важно заметить, что с вводом в эксплуатацию БелАЭС себестоимость газовой генерации после ввода АЭС сильно возрастёт, так как газовые электростанции будут работать не в оптимальном режиме и будут больше простаивать, поскольку операционные и капитальные составляющие газовой электрогенерации непропорционально увеличатся, а топливная уменьшится. Этот тезис будет раскрыт ниже.

4. Оценки себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на АЭС

Международные оценки, например [оценки LAZARD](#) [5] говорят о том, что себестоимость электроэнергии может составлять 11.8-19.2 центов за кВт*ч (118-192\$ за 1 МВт*ч) без стоимости декомиссии. Стоимость декомиссии приводится в стоимости отдельно и составляет в среднем 2.9 центов на 1кВт*ч выработанной электроэнергии за весь срок службы станции. Например, Игналинская АЭС произвела 308 млрд кВт*ч, стоимость её декомиссии составляет [около 3.8 миллиардов долларов](#) [10], то есть $3.8/308=1.23$ цента на 1 кВт*ч.



Source: Lazard estimates.

Note: Here and throughout this presentation, unless otherwise indicated, the analysis assumes 60% debt at 8% interest rate and 40% equity at 12% cost. Please see page titled "Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to Cost of Capital" for cost of capital sensitivities. These results are not intended to represent any particular geography. Please see page titled "Solar PV versus Gas Peaking and Wind versus CCGT—Global Markets" for regional sensitivities to selected technologies.

(1) Unless otherwise indicated herein, the low end represents a single-axis tracking system and the high end represents a fixed-tilt system.

(2) Represents the estimated implied midpoint of the LCOE of offshore wind, assuming a capital cost range of approximately \$2.33 – \$3.53 per watt.

(3) The fuel cost assumption for Lazard's global, unsubsidized analysis for gas-fired generation resources is \$3.45/MMBTU.

(4) Unless otherwise indicated, the analysis herein does not reflect decommissioning costs, ongoing maintenance-related capital expenditures or the potential economic impacts of federal loan guarantees or other subsidies.

(5) Represents the midpoint of the marginal cost of operating coal and nuclear facilities, inclusive of decommissioning costs for nuclear facilities. Analysis assumes that the salvage value for a decommissioned coal plant is equivalent to its decommissioning and site restoration costs. Inputs are derived from a benchmark of operating coal and nuclear assets across the U.S. Capacity factors, fuel and variable and fixed operating expenses are based on upper and lower quartile estimates derived from Lazard's research. Please see page titled "Levelized Cost of Energy Comparison—Renewable Energy versus Marginal Cost of Selected Existing Conventional Generation" for additional details.

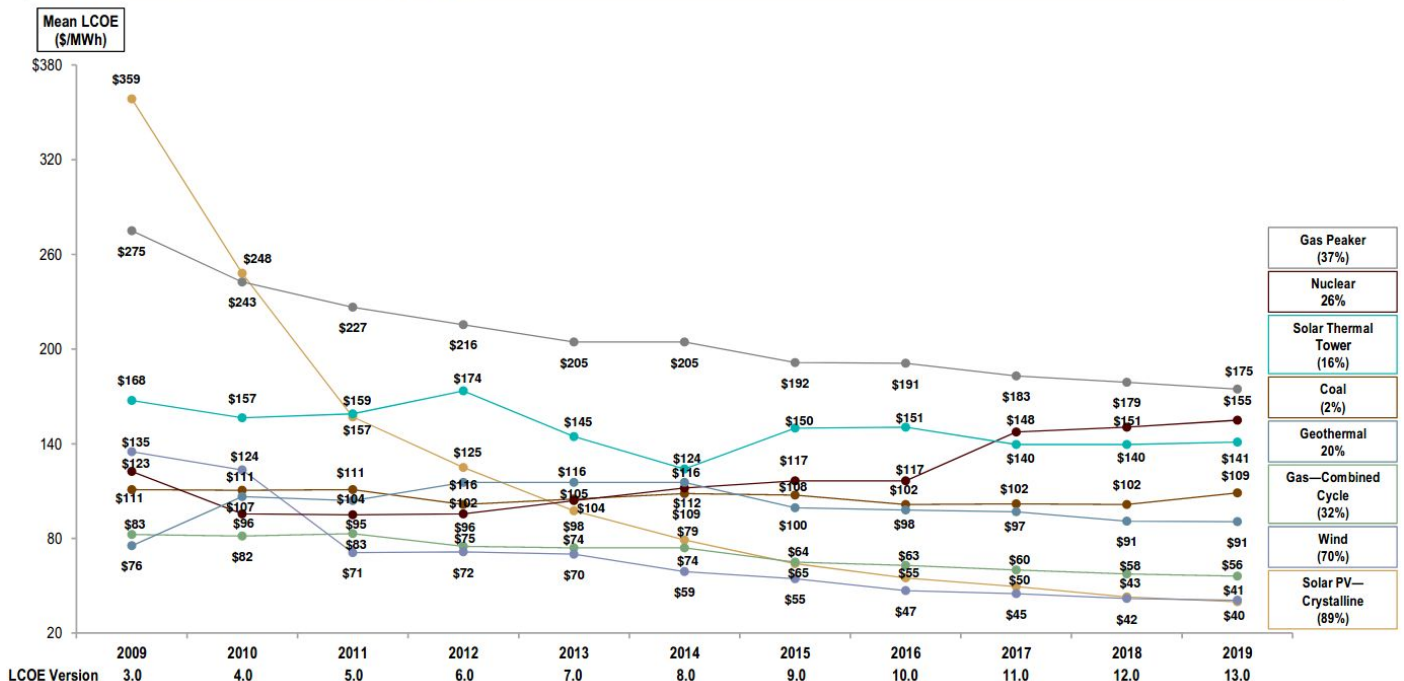
(6) High end incorporates 90% carbon capture and compression. Does not include cost of transportation and storage.

LAZARD
Copyright 2019 Lazard

This study has been prepared by Lazard for general informational purposes only, and it is not intended to be, and should not be construed as, financial or other advice. No part of this material may be copied, photocopied or duplicated in any form by any means or redistributed without the prior consent of Lazard.

Согласно данному исследованию, в последние 10 лет себестоимость производства электроэнергии на АЭС в отличие от себестоимости производств иных видов электроэнергии возросла:

Selected Historical Mean Unsubsidized LCOE Values⁽¹⁾



В 2009 году средняя себестоимость электричества на АЭС составляла 111\$/МВт*ч (то есть 11.1 цента за кВт*ч). В 2019 уже выросла до 155\$/МВт*ч (то есть 15.5 цента за кВт*ч)

5. Официальные заявления о себестоимости электроэнергии с вводом в эксплуатацию БелАЭС

1. Заместитель министра энергетики **Михаил Михадюк** во время слушаний об Оценке воздействия БелАЭС на окружающую среду, 9 октября 2009 года в Островце [заявил](#): «*расчеты, выполненные учеными Национальной академии наук, показали, что с пуском АЭС себестоимость электроэнергии в целом по стране снизится примерно на 20-30%*». При этом он отметил, что в расчетах не учитывалось повышения цен на газ. Согласно [1], стр. 42, еще в 2008-м году себестоимость электроэнергии в целом по стране составляла 7.54 цента. Соответственно, Михадюк подразумевал, что себестоимость электроэнергии будет равна **6.03 цента**.

В этой же статье приводились и другие оценки: «По расчетам белорусских специалистов, ввод АЭС в энергосистему страны позволит снизить себестоимость производства электроэнергии до уровня **13 центов/кВт•час** в период 2025-2030 годов. В случае сохранения в топливном балансе прежней доли использования газа себестоимость поднимется до уровня 18 центов/кВт•час в 2025 году и 21 цент/кВт•час в 2030 году.»

2. **Николай Груша**, директор департамента по ядерной энергетике Министерства энергетики 22.04.2011, [онлайн-конференция Белта](#) в одном интервью привёл противоречивые данные:

“Результаты расчетов показателей эффективности инвестиционного проекта с учетом затрат на строительство АЭС и объектов ее инфраструктуры показывают, что себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, будет в 2-3 раза дешевле в сравнении с себестоимостью электроэнергии, вырабатываемой на парогазовых и угольных станциях в сопоставимых условиях. Атомные электростанции характеризуются высокой капиталоемкостью, но в то же время низкой себестоимостью продукции.”

В этом же интервью:

*“Расчеты, выполненные учеными НАН Беларуси, показали, что с пуском АЭС себестоимость электроэнергии в целом по энергосистеме **снизится примерно на 20%**, при этом в расчетах не принималось повышение цен на газ.”*

3. В 2012 году **Министерство энергетики РБ** всё-таки [назвало предполагаемую себестоимость электроэнергии](#): «Проектный срок эксплуатации Белорусской АЭС составляет 60 лет. Годовой отпуск электроэнергии (на два энергоблока) равен 17,74 млрд кВт.ч. Себестоимость отпускаемой электроэнергии составит **4.21 цента за кВт*ч**. Срок окупаемости проекта - 18,5 лет.»
4. **М.П.КОНДРАТЬЕВ**, профессор, председатель комиссии по вопросам строительства и монтажа объектов электроэнергетики, перспектив развития отрасли Совета ветеранов ГПО «Белэнерго» в №3 журнала «Энергетическая стратегия», стр.27 (учредитель журнала - Минэнерго РБ) ссылаясь на российский опыт, сказал: «*Себестоимость электроэнергии и удельные топливные затраты на ее производство выглядят следующим образом: ядерное топливо **1,71 и 0,45 цент/кВт•ч** соответственно.*»
5. Расчеты, выполненные учеными Национальной академии наук, которые легли в экономическое обоснования строительства АЭС опубликованы не были.

6. Ранее проводимые оценки себестоимости электроэнергии БелАЭС белорусскими энергетиками

В отчёте [1], стр. 124, приведена себестоимость электроэнергии от Белорусской АЭС равной **10.2 цента на 1 кВт*ч**. Топливная составляющая оценивается в 1.9 цента на 1 кВт*ч. По пессимистическим оценкам, при прогнозируемом росте цен на топливо в 2.7 раз топливная составляющая может вырасти до 5.1 цента за 1 кВт*ч. Отметим, что эта работа проводилась за 2 года до окончания строительства станции и до момента пересмотра кредитного соглашения в 2020 году.

Однако в своем отчёте энергетики не учитывали ряд затрат - прямых и косвенных, например, по реконструкции энергосети Беларуси, требуемой для АЭС, в том числе, по строительству новой линии электропередач и резервных электростанций, по обращению с отработавшим ядерным топливом, и так далее. Эти затраты не финансируются из российского кредита, однако также должны быть отнесены к затратам в рамках проекта БелАЭС.

7. Расчетная себестоимость электроэнергии на БелАЭС

Формула расчёта себестоимости

В данном исследовании принята формула расчета себестоимости электроэнергии на БелАЭС, используемая Минэнерго США для предварительных расчетов стоимости кВт*ч электроэнергии. Формула состоит в отношении суммы затрат, относимых к электростанции, к количеству выработанных ею киловатт-часов.

Кроме того, эта формула рассчитывается во временной динамике, а не только за все время эксплуатации. Такой подход нам видится важным, поскольку вырабатываемые киловатт-часы зависят от нагрузки АЭС, которая определяется спросом, а время ее работы (в проекте - до 60 лет) - от ряда факторов, включая технические и политические, которые сейчас невозможно предсказать. Иными словами, невозможно гарантировать устойчивую работу АЭС, и это показывает российская практика, на протяжении 60 лет бесперебойно в условиях отсутствия спроса на электроэнергию. Именно поэтому выгодно отнести капитальные и операционные, а также косвенные затраты на первые десятилетия работы АЭС, для того, чтобы гарантировать возврат средств при условии того, что АЭС будет запущена политически, а не экономически или социально-экологически мотивированным решением главы государства.

Во время эксплуатации станции.

Ежегодная себестоимость равна:

Себестоимость электроэнергии = ежегодные затраты / выработанная за год электроэнергия

Ежегодные затраты разделяются на группы затрат:

Топливные затраты:

- +затраты на покупку топлива
- +операционные затраты на обращение с ОЯТ и РАО (отходы ядерного топлива и радиоактивные отходы)
- + ежегодные отчисления на строительство хранилища ОЯТ и РАО (из оценки необходимости сформировать фонд за 15 лет)

Операционные затраты:

- + операционные затраты на обслуживание станции
- + прочие операционные затраты
- + составляющая затрат на декомиссию станции, отчисляемая от выработанной электроэнергии (из оценки необходимости сформировать фонд на декомиссию за 15 лет)

Амортизация основных фондов:

- + составляющая белорусской части вклада в строительство АЭС (из оценки в 15 лет)
- + бюджетные затраты на строительство инфраструктуры вокруг станции (из оценки амортизации в 30 лет)
- + бюджетные траты и кредитная составляющая проведённых модернизаций в энергосистеме Беларуси (из оценки амортизации в 30 лет)

Затраты на погашение кредитов:

Так как затраты на погашение кредитов существенны в первый период работы станции, то их следует учитывать в себестоимости не через амортизацию оборудования, а через ежегодные непосредственные кредитные выплаты и выплаты по процентам:

- + кредитная составляющая основного российского кредита (15 лет)
- + кредитная составляющая иных кредитов и процентных выплат по ним

На временном отрезке “конец эксплуатации станции - долговременное хранение ОЯТ”.

Эти затраты требуется рассчитать для перспективы хранения ОЯТ на неопределённое время (при текущем уровне развития физики - несколько сотен тысяч лет) и пересчитать в срок эксплуатации станции. Данные затраты не учитываются в расчёте. Сюда же входят затраты по декомиссии атомной электростанции, не выплаченные за период ее функционирования.

Таблица для расчёта себестоимости

Калькуляции приведены в [таблице](#) [12] (свободный доступ для просмотра и скачивания)

усреднённые составляющие себестоимости, \$ на 1 кВт*ч												
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
период						2021 - 2022	2023 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2040	2041 - 2045	
30	расчётный период, лет					один реактор	предполагаем, что второй реактор начинает выдавать электричество в сеть 1 января 202					ежегодная выработка
17.48					заявляемая выработка в год (нетто)	8,740,000,000	17,480,000,000	17,480,000,000	17,480,000,000	17,480,000,000	17,480,000,000	
					предполагаемая выработка в год (нетто) (-3% от заявляемой)	8,477,800,000	16,955,600,000	16,955,600,000	16,955,600,000	16,955,600,000	16,955,600,000	
	усреднённые составляющие себестоимости, \$ на 1 кВт*ч		основная сумма инвестиций			средние ежегодные расходы по периоду, \$						
топливные затраты												
0.019	затраты на топливо (первоначальная низкая стоимость), \$				ежегодные платежи за топливо	166,060,000	332,120,000	332,120,000				
0.051	затраты на топливо (максимальная оценка стоимости), \$				ежегодные платежи за топливо				896,724,000	896,724,000	896,724,000	
0.0059	отчисления на формирование фонда по операционным расходам по обращению с РАО и ОЯТ на 100-летний период. Период формирования бюджета - 30 лет, \$		\$3,000,000,000		ежегодные расходы по статье	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000	
0.0055	отчисления на строительство хранилища, период строительства - 15 лет, \$		\$1,400,000,000		ежегодные платежи по белорусским инвестициям в хранилище	93,333,333	93,333,333	93,333,333	93,333,333			
	топливная составляющая себестоимости, \$ на 1 кВт*ч					0.042	0.030	0.030	0.063	0.057	0.057	
операционные затраты и затраты на оплату труда												
0.0019	оплата труда и отчисления на социальные нужды				ежегодные расходы по статье	16,606,000	33,212,000	33,212,000	33,212,000	33,212,000	33,212,000	
0.0053	прочие расходы, \$				ежегодные расходы по статье	46,322,000	92,644,000	92,644,000	92,644,000	92,644,000	92,644,000	
0.0075	вывод из эксплуатации, фонд декомиссии, 30 лет формирования, \$		\$3,800,000,000		ежегодные отчисления в фонд декомиссии	126,666,667	126,666,667	126,666,667	126,666,667	126,666,667	126,666,667	
	суммарная операционная составляющая себестоимости, \$ на 1 кВт*ч					0.022	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	

Оценка простоев атомной станции

Согласно [Концепции развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года](#) [3]., планируется, что станция ежегодно будет производить 19.245 млрд. кВт*ч электроэнергии в штатном режиме. Из них 1.772 млрд. кВт*ч будут уходить на собственные нужды станции. Общая выработка, отпускаемая потребителям в таком случае составит 17.473 млрд. кВт*ч электроэнергии ежегодно. Заявляемый коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) составляет $19.242 / (2 * 1.2 * 24 * 365) = 91.5\%$.

Однако, средний КИУМ АЭС Росатома лишь немного [превышает](#) 80% [11], стр. 3. Например, Ростовская АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и общей установленной мощностью в 4 ГВт выработала в 2018 году 29,4 млрд кВт*ч. Таким образом, КИУМ Ростовской АЭС составил 83%.

Совершенно очевидно, что станция не сможет проработать бесперебойно даже 1.5 десятилетия, поскольку речь идет о новом, в белорусской версии экспериментальном проекте. В мире работают только две электростанции по такому проекту (АЭС-2006): ЛАЭС-2 и Нововоронежская АЭС-2, введенные в строй в последние несколько лет. Мало того, так как основной подрядчик расположен в другой стране, то возможны дополнительные простои, связанные с решением как организационных вопросов, так и согласования планового обслуживания и ремонтов.

Если КИУМ Островецкой АЭС составит 80-85%, то это приведёт к росту себестоимости электроэнергии на 7-15%.

В наших оценках мы принимаем, что станция будет вырабатывать **на 3% менее заявляемых величин, то есть КИУМ составит 88.5% а выработка составит 16.95 млрд. кВт*ч ежегодно.**

Отдельно отметим, что **каждый день простоя** одного реактора Островецкой АЭС в ближайшие 15 лет будет обходиться в \$ **2.34 млн.** (=1 705 416 033 /2/365) [12, Закладка "расчёт себестоимости, ячейка H32]. Эта величина практически равна общим ежегодным затратам станции на 1 реактор, приведённых к одному дню простоя.

Справочно:

В 2016 году на новом блоке Нововоронежской АЭС (прямой аналог Островецкой АЭС) спустя 3 месяца после подключения блока к сети произошла неплановая авария - короткое

замыкание в обмотке статора. Блок находился в ремонте 2.5 месяца. Для Беларуси такое короткое замыкание генератора одного реактора обошлось бы в \$ 176 млн. убытков.

Срок эксплуатации атомной станции

Проектировщики планируют, что БелАЭС «доживет» до 60 лет. На наш взгляд будет ошибкой многие капитальные затраты БелАЭС отнести на 60 лет работы станции, так как высока вероятность того, что АЭС закроют раньше по различным причинам: появятся более экономичные источники энергии, возрастет требование к безопасности станций (и, соответственно, увеличатся эксплуатационные затраты), произойдет экономическая переоценка воздействия выбрасываемых и сбрасываемых радионуклидов, допускаемых при эксплуатации станции, на загрязнение окружающей среды, наконец, политические причины.

Практика эксплуатации станций показывает, что многие из них также выводятся раньше заложенного срока.

Исходя из этого, наши расчёты проводились для срока службы станции в 30 лет. В то же время, оценки для срока службы в 60 лет также проводились как вспомогательные.

Топливная составляющая в себестоимости электроэнергии на БелАЭС

затраты на закупку топлива

Цена ядерного топлива, поставщиком которого выступает Росатом, неизвестна, так как пока отсутствует договор о системе его закупки, а первая загрузка топлива входит в условия контракта о строительстве БелАЭС.

В своей оценке мы используем недавние оценки топливной составляющей белорусскими энергетиками [1], которые имеют доступ к закрытым для нас относительно свежим данным и могут оценивать ее с большей точностью.

Согласно [1, стр. 124] топливная составляющая на закупку топлива принимается равной **1.9 цента на 1 кВт*ч**. По оценкам, при прогнозируемом росте цен на урановое топливо в 2.7 раз [1, стр. 124] топливная составляющая может **вырасти до 5.1 цента за 1 кВт*ч**.

затраты на обращение и утилизацию топлива

Стратегия по обращению с ОЯТ БелАЭС [15] оценивает совокупные (операционные и капитальные) затраты на обращение с отработавшим топливом при существующих технологиях в \$ **2,5–3,5 млрд** на срок до 100 лет.

При этом, стратегия обращения с ОЯТ не определена полностью и содержит 2 стратегических варианта (открытый и закрытый ядерный топливные циклы). Ограничение экономической ответственности производителя расходов (БелАЭС) 100-летним периодом также является предметом критики.

По оценкам независимых экспертов только переработка ОЯТ, без учета транспортировки, промежуточного хранения и захоронения продуктов переработки может составить порядка \$ **3 млрд**. При этом, мы принимаем, что отчисления на данный период необходимо провести за время реальной эксплуатации станции.

При этом следует понимать, что со временем расценки на такие работы могут увеличиваться, в том числе, из-за повышения требований к безопасности, а также удорожания процессов, не поддерживаемых современными технологиями. Переработка ОЯТ - это процесс, который активно ведется только в России, от него отказались в странах Северной Америки, в ЕС только Великобритания и Франция продолжают этот процесс на двух заводах Селафильд и Ла-аг соответственно.

Строительство хранилищ - временного сухого для ОЯТ, а затем для РАО и продуктов переработки ОЯТ, может варьироваться. По опыту Украины стоимость строительства хранилища подорожала в 10 раз от первоначально запланированной (https://elektrovesti.net/52950_proekt-tskhoyat-v-chernobyle-za-10-let-podorozhal-v-10-raz) [20] суммы до от \$ **1,4 млрд**.

Таким образом, мы считаем важным заложить в себестоимость электроэнергии необходимость сформировать бюджет по обращению с ОЯТ за 30-летний период, сформировать бюджет на строительство хранилища в 15-летний период.

В целом, топливная составляющая составляет 3.0 - 5.7 центов на 1 кВт*ч:

период					2021 - 2022	2023 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2040	2041 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2
усреднённые составляющие себестоимости, \$ на 1 кВт*ч		основная сумма инвестиций			средние ежегодные расходы по периоду, \$								
топливные затраты													
0.019	затраты на топливо (первоначальная низкая стоимость), \$			ежегодные платежи за топливо	166,060,000	332,120,000	332,120,000						
0.051	затраты на топливо (максимальная оценка стоимости), \$			ежегодные платежи за топливо				896,724,000	896,724,000	896,724,000	896,724,000	896,724,000	
0.0059	отчисления на формирование фонда по операционным расходам по обращению с РАО и ОЯТ на 100-летний период, Период формирования бюджета - 30 лет, \$	\$3,000,000,000		ежегодные расходы по статье	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000		
0.0055	отчисления на строительство хранилища, период строительства - 15 лет, \$	\$1,400,000,000		ежегодные платежи по белорусским инвестициям в хранилище	93,333,333	93,333,333	93,333,333	93,333,333					
	топливная составляющая себестоимости, \$ на 1 кВт*ч				0.042	0.030	0.030	0.063	0.057	0.057	0.057	0.051	

Операционная составляющая и затраты на оплату труда в себестоимости электроэнергии на АЭС

Из [доклада](#) [6], стр.20, табл.6:

Затраты на оплату труда на социальные нужды на российских атомных станциях составляют в пересчёте на себестоимость 0.39 цента/кВт*ч

Прочие затраты составляют 0.53 цента/кВт*ч

Скорректируем затраты на оплату труда из учёта того, что на станции будут работать 2300 человек со средней зарплатой в 800\$, различными отчислениями в 46%:

$2300 \times 800 \times 1.46 \times 12 = 32\,236\,800$ \$ а год.

В пересчёте на 1 кВт*ч это составит: 32.2 \$ млн. / 16.96 млрд. кВт*ч = 0.19 цента/кВт*ч

Прочие затраты примем равными 0.53 цента на 1 кВт*ч

Предполагаем, что ошибка в оценке может составить несколько десятых цента.

На основании проведённых расчётов, суммарно все 3 статьи составят **в 0.72 цента на 1 кВт*ч** без отчислений на декомиссию станции.

период						2021 - 2022	2023 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2040	2041 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2
операционные затраты и затраты на оплату труда														
0.0019	оплата труда и отчисления на социальные нужды			ежегодные расходы по статье	16,606,000	33,212,000	33,212,000	33,212,000	33,212,000	33,212,000	33,212,000	33,212,000	33,212,000	
0.0053	прочие расходы, \$			ежегодные расходы по статье	46,322,000	92,644,000	92,644,000	92,644,000	92,644,000	92,644,000	92,644,000	92,644,000	92,644,000	
0.0075	вывод из эксплуатации, фонд декомиссии, 30 лет формирования, \$	\$3,800,000,000		ежегодные отчисления в фонд декомиссии	126,666,667	126,666,667	126,666,667	126,666,667	126,666,667	126,666,667	126,666,667	126,666,667		
	суммарная операционная составляющая себестоимости, \$ на 1 кВт*ч				0.022	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.007	

Остаётся нерешённым вопрос отнесения к операционным затратам содержание воинской части прикрытия, закупки и модернизации её оборудования и прочих **косвенных затрат**.

Затраты на вывод из эксплуатации станции в себестоимости электроэнергии на БелАЭС

Вывод АЭС из эксплуатации предполагалось оплачивать из средств, полученных от продажи электроэнергии.

Для сравнения можно рассматривать другие АЭС, например, Игналинскую АЭС в Литве, вывод из эксплуатации которой, как и структура затрат будут, тем не менее, отличаться от Островецкой АЭС. По плану АЭС будет закрываться 38 лет силами двух тысяч работников. На этот процесс предусмотрено **3.8 млрд долларов**, сопоставимые цифры приводятся и в расчетах по выводу из эксплуатации немецких АЭС. Принимает это значени в качестве исходного.

Фонд декомиссии нужно сформировать не более чем за первые 30 лет эксплуатации станции. При 30-летнем формировании фонда декомиссии, затраты на вывод АЭС из эксплуатации в себестоимости электроэнергии составят **0.75 центов** (при 60 летнем - 0.37 центов, при 15-летнем - 1.5 цента).

Обращаем внимание, что это в несколько раз ниже оценок LAZARD, что может свидетельствовать о недооценке части трат.

Кредитная составляющая в себестоимости электроэнергии на БелАЭС

Как уже говорилось выше, так как затраты на погашение кредитов существенны в первый период работы станции и исчезают после выплаты кредитов, то их следует учитывать в себестоимости не через амортизацию основных средств, а через ежегодные непосредственные кредитные выплаты и выплаты по процентам:

- + кредитная составляющая основного российского кредита (15 лет)
- + кредитная составляющая иных кредитов и процентных выплат по ним

Кредитное соглашение между Россией и Беларусью:

Согласно кредитному [соглашению](#), заключённому в 2011 году между Россией и Беларусью, Россия обязалась предоставить кредит в 10 млрд USD под строительство БелАЭС.

Эта сумма должна составить 90% от стоимости станции. Кредит распространяется на работы, осуществляемые в пределах строительной площадки АЭС.

По условиям кредитного соглашения, погашение начинается через 6 месяцев с даты ввода в эксплуатацию атомной электростанции, но не позднее 1 апреля 2021 года, и осуществляется 30 равными долями каждые 6 месяцев, то есть по 2035 год.

20 июля 2020 года межправительственное соглашение было [пересмотрено](#) и упрощено. Теперь процентная ставка будет составлять 3.3% годовых. Начало выплаты кредита отложено на 2 года с апреля 2021 до апреля 2023 года.

Оценки стоимости самой станции:

Согласно «[Стратегии развития энергетического потенциала Беларуси](#)», которая была утверждена постановлением Совета министров No 1180, БелАЭС будет стоить \$9 млрд 334 млн.

Так как правительство Беларуси до сих пор не обнародовало себестоимости станции (Росатом эту информацию считаем коммерческой тайной), приходится полагаться на информацию в СМИ. Исходя из [имеющейся информации](#) по состоянию на начало апреля было использовано 4,33 миллиарда средств кредита, а прогнозная стоимость проекта БелАЭС не превысит \$ 6 млрд. (по [иным данным](#) - \$ 6.4 млрд).

С учетом того, что кредитную линию ощутимо продлили до 2023 года для наших оценок мы принимаем стоимость станции равной \$ 7.11 млрд., а сумму российского кредита - \$ 6.4 млрд. Посчитать точную сумму долговых обязательств по кредиту сложно без точной информации о

стоимости станции и датах перечисления частей кредитных средств, которая сегодня не публична. При отсутствующей информации о времени получения кредитных траншей принимаем, что они выдавались российской стороной равными траншами в течение 12 лет, а средний срок пользования каждым траншем составляет 13 лет (то есть, транши, выдаваемые в 2010 году будут погашаться в 2023 году и т.д.).

Предполагаемые выплаты по кредитам представлены в [расчётной таблице](#).

		\$7,111,000,000 стоимость станции, \$ (принимаемая в расчёте)		
		\$6,399,900,000 сумма российского кредита, млн.\$ (принимаемая в расчёта)		
		3.3 кредитный процент российского кредита		
российский кредит				
	остаток основной задолженности по российскому кредиту на начало года	возвращаемая в год сумма	сумма уплачиваемых процентов на возвращаемую сумму (за неимением точных данных принятый средний год использования кредитного транша в 13 лет, то есть, транш, полученный в 2010 году отдаётся в 2023, в 2012 году - в 2025 и т.д.)	суммарные выплаты в год
2020	\$6,399,900,000			
2021	\$6,399,900,000			\$0
2022	\$6,399,900,000			\$0
2023	\$6,399,900,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2024	\$5,907,600,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2025	\$5,415,300,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2026	\$4,923,000,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2027	\$4,430,700,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2028	\$3,938,400,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2029	\$3,446,100,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2030	\$2,953,800,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2031	\$2,461,500,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2032	\$1,969,200,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2033	\$1,476,900,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2034	\$984,600,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
2035	\$492,300,000	\$492,300,000	\$211,196,700	\$703,496,700
итого:		\$6,399,900,000	\$2,745,557,100	\$9,145,457,100
	8.475	количество электроэнергии, отпускаемой в год одним реактором, млрд кВт*ч		
	127.125	расчетное количество электроэнергии, произведённое с 2021 по 2035 годы первым реактором, млрд кВт*ч		
	118.65	расчетное количество электроэнергии, произведённое с 2022 по 2035 годы вторым реактором, млрд кВт*ч		
	245.775	суммарное количество произведённой электроэнергии, млрд кВт*ч		
	\$0.037	средняя составляющая российского кредита в себестоимости 1 кВт*ч произведённой электроэнергии по всему сроку возвращения кредита		

Инвестиции белорусской стороны предположительно взяты из бюджета (без кредитных выплат) и без процентных отчислений.

Величина кредитной составляющей в себестоимости электроэнергии при этом составит **3.7 цента на 1 кВт*ч по российскому кредиту в течение 15 лет и 0.14 цента на 1 кВт*ч по инвестициям белорусской стороны в течение 30 лет.**

Важно! При вероятной недооценке стоимости станции себестоимость кредитной составляющей возрастает на 0.6 центов на каждый недооцененный млрд \$.

Капитальная составляющая стоимости инфраструктуры вокруг станции

К капитальным затратам станции в обязательном порядке нужно также отнести и затраты на строительство инфраструктуры вокруг станции.

К инфраструктуре вокруг станции относятся: железная и автомобильные дороги, вспомогательные ЛЭП, бетонный завод, строительные складские помещения и пр. Данную инфраструктуру Лукашенко [оценил в \\$ 3 млрд](#) [16].

Стоимость инфраструктуры амортизируется за весь срок службы станции - за 30 лет. Капитальная составляющая стоимости инфраструктуры вокруг станции определена как **0.6 цента на 1 кВт*ч**.

Капитальная составляющая модернизации энергосети в себестоимости электроэнергии на БелАЭС

К кредитной составляющей строительства объектов сопутствующей инфраструктуры для АЭС следует также отнести:

[Стоимость проекта](#) по сооружению ЛЭП для БелАЭС, которое вела «под ключ» китайская энергетическая компания NCPЕ, а финансирование на 95% осуществлялось за счет кредита «Эксимбанка» Китая, составила 340 млн USD.

Для оценки предположим, что сроки возвращения кредита составят 15 лет, процентная ставка - 5.25%.

К основным фондам также следует отнести:

Стоимость строительства резервно-пиковых электростанций и электродеталей на ТЭЦ - \$ 705 млн (отраслевая программа развития энергетики 2016-2020, [4]).

затраты на выдачу мощности и связь с энергосистемой \$ 237.3 млн. (отраслевая программа развития энергетики 2016-2020).

Иные мероприятия, о которых нам неизвестно.

Минимальная сумма найденных инвестиций равна \$ 1.282 млрд.

Принимаемая сумма инвестиций равна \$ 1.3 млрд, из которых \$ 323 млн - деньги кредита Эксимбанка.

Каждые дополнительно неучтенные \$ 500 млн. инвестиций при 15-летней амортизации и 1.5%-ой ставке кредита будут приводить к утяжелению себестоимости на 0.15 цента.

Результаты оценок:

а	в	с	д	е	ф	г	з	и	к	л	м	н	о	
период						2021 - 2022	2023 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2040	2041 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2056 - 2060
	амортизация основных фондов и кредитные выплаты		основная сумма инвестиций	суммарные процентные начисления за 15 лет										
0.0415	выплаты по российскому кредиту, \$	\$6,399,900,000	\$2,745,557,100		принимаем, что выплата кредита отложена до апреля 2023 года		703,496,700	703,496,700	703,496,700					
0.0014	беларуские инвестиции в строительство станции, амортизация 30 лет, \$	\$711,100,000			ежегодные платежи по белорусским инвестициям в АЭС	23,703,333	23,703,333	23,703,333	23,703,333	23,703,333	23,703,333	23,703,333		
0.006	беларуские инвестиции в инфраструктуру в себестоимости 1 кВт*ч произведенной электроэнергии, амортизация 30 лет, \$	\$3,000,000,000			ежегодные платежи по белорусским инвестициям в инфраструктуру	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000		
0.0021	кредит Эксимбанка на ЛЭП, амортизация 30 лет, предполагаемый срок возвращения кредита - 15 лет, предполагаемая процентная ставка 5.25%, \$	\$323,000,000	\$209,950,000		ежегодные платежи по китайскому кредиту	35,530,000	35,530,000	35,530,000	35,530,000					
0.0019	беларуские инвестиции в электродетали, резервно-пиковые электростанции и пр. модернизации сети, амортизация 30 лет, \$	\$977,000,000			ежегодные платежи по белорусским инвестициям в котлы и пр.	32,566,667	32,566,667	32,566,667	32,566,667	32,566,667	32,566,667	32,566,667		
	суммарная капитальная составляющая в себестоимости электроэнергии, \$ на 1 кВт*ч					0.023	0.053	0.053	0.053	0.009	0.009	0.009	0.000	0.000

Таким образом, капитальная составляющая определена в 5.3 цента по 2035 год и в 0.9 цента с 2035 года пл 2050 годы.

Инвестиционная составляющая межотраслевой модернизации Беларуси.

Инвестиции объемом в BYN 7.726 млрд. (\$ 3.7 млрд по курсу 2016 года) согласно межотраслевому комплексу мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года, (постановление Совмина №579 от 6 августа 2018 года) в данном исследовании к себестоимости электроэнергии БелАЭС не относятся.

Рассчитанная себестоимость электроэнергии БелАЭС

Себестоимость электроэнергии от БелАЭС зависит от цен на топливо и выплат кредитов и представлена в таблице.

период	2021 - 2022	2023 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2040	2041 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2056 - 2060
вариант расчёта с повышающейся стоимостью топлива в 2.7 раза									
суммарные ежегодные расходы, \$	740,788,000	1,673,272,700	1,673,272,700	2,237,876,700	1,405,516,667	1,405,516,667	1,405,516,667	1,022,580,000	1,022,580,000
себестоимость 1 кВт*ч электроэнергии по периоду	0.087	0.099	0.099	0.132	0.083	0.083	0.083	0.060	0.060
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 20 лет	0.107								
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 30 лет	0.096								
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 60 лет	0.079								
вариант расчёта с сохранением низкой стоимости топлива									
суммарные ежегодные расходы, \$	740,788,000	1,673,272,700	1,673,272,700	1,673,272,700	840,912,667	840,912,667	840,912,667	457,976,000	457,976,000
себестоимость 1 кВт*ч электроэнергии по периоду	0.087	0.099	0.099	0.099	0.050	0.050	0.050	0.027	0.027
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 20 лет	0.097								
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 30 лет	0.075								
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 60 лет	0.052								

Выводы:

- На временном участке 2023-2035 (после запуска обоих рекаторов) себестоимость электроэнергии БелАЭС будет находиться в диапазоне от 9.9 до 13.2 центов за 1 кВт*ч в зависимости от цены на топливо. Себестоимость электроэнергии **в среднем по периоду** будет равна **9.7 - 10.7 центов**. **Что превышает себестоимость текущей газовой генерации в 2.5-3.5 раза или сравнима с себестоимостью газовой генерации при наиболее неблагоприятных ценах на газ.**
- При 60-летнем сроке службы станции, себестоимость электроэнергии в среднем по периоду будет равна 5.2-7.9 центов в зависимости от прогнозных цен на урановое топливо.
- **При 30-летнем сроке службы станции, себестоимость электроэнергии в среднем будет равна 7.5-9.6 цента в зависимости от прогнозных цен на урановое топливо.**
- Себестоимость электроэнергии БелАЭС значительно отличается от цены в 4.21 цента за 1 кВт*ч, озвученной в 2012 году.
- Важно также помнить и о том, что **негативное влияние** БелАЭС на остальной газовой комплекс существенно, в особенности, в первые 10 лет его перестройки, поэтому при сравнении себестоимости электроэнергии от АЭС с иными видами необходимо корректировать, о чём приведено ниже. Согласно оценке, БелАЭС удорожает стоимость газовой генерации на 1 цент. Так как атомная генерация сразу после запуска примерно равна газовой по объёму производства электроэнергии, то можно **“переложить” 1 цент** ущерба на себестоимость атомной генерации. Со временем из-за оптимизации газового сектора негативный ущерб может снизиться.

8. Оценка влияния БелАЭС на рост себестоимости затрат газовой генерации

Сравнение себестоимостей атомной и газовой генерации необходимо проводить с большой долей осторожности из-за того, что методика расчёта себестоимостей могут не совпадать.

Тем не менее, влияние ввода в эксплуатацию БелАЭС на себестоимость остающейся газовой генерации существенно и его требуется оценить.

Изменение удельной топливной составляющей газовой генерации

В отчёте [1] указано, что ввод Островецкой АЭС негативно скажется на (всей остальной) геогенерации:

“Помимо увеличения цены на газ следует учитывать увеличение удельных расходов топлива на ТЭС вследствие ухудшения режимов их работы в условиях функционирования АЭС. Названное увеличение в основном будет характерно для работы блоков ПГУ на КЭС в отопительный период, т.к. основное время они будут эксплуатироваться на техническом минимуме с удельным расходом топлива 280 г.у.т/кВт.ч вместо 220 г.у.т/кВт.ч в номинальном режиме. Однако, учитывая, что их доля по участию в покрытии нагрузки энергосистемы в этот период составляет около 6,5%, то их доля выработки электроэнергии в этот период будет находиться на таком же уровне, а в годовом разрезе эта доля оценивается величиной 5%. Следовательно, при увеличении удельного расхода на блоках ПГУ с 220 г.у.т/кВт.ч до 280 г.у.т/кВт.ч, т.е. на 60 г.у.т/кВт.ч, и их доле в годовой выработке в таком режиме – 5%, увеличение удельного расхода в целом по энергосистеме оценивается величиной: $60 \cdot 0,05 = 3,0$ г.у.т/кВт.ч.”

Т.е. рост топливной составляющей в целом по газовой энергосистеме составит $233/230 \cdot 100 = 1.3\%$. Принимаем, что это изменение незначительно.

Изменение условно-постоянных затрат.

Абсолютные условно-постоянные затраты не изменятся, так как согласно [3] не планируется закрытие иных электростанций. Согласно [3], стр.18 по всему сектору к 2025 году планируется, что газовые электростанции будут вырабатывать 23 млрд. кВт*ч или 59% своей текущей выработки (39 млрд. кВт*ч) в основном за счёт снижения доли выработки на КЭС (конденсационные электростанции). На КЭС доля выработки сократится в 3.5 раза до 28% от текущей выработки.

Согласно главе 3 данные условно-постоянные затраты сектора можно оценить в \$ 546 млн для 2018 года и по источнику [1] \$ 881 млн. для 2016 года. Несовпадения данных достаточно велики, поэтому рассчитаем изменение условно-постоянных затрат для обоих вариантов.

Расчёт по первому варианту:

Условно-постоянная составляющая составит: $0.550/23 = 2.39$ цента за 1 кВт*ч, то есть возрастет на 0.902 цента от текущего уровня 1.41 цента.

Расчёт по данным источника [1]:

Условно-постоянная составляющая составит: $0.881/23 = 3.83$ цента за 1 кВт*ч, то есть возрастет на 1.16 цента от уровня 2.67 цента 2016 года.

Отметим, что из-за недостатка достоверных данных, эти оценки являются достаточно грубым приближением и должны быть рекалькулированы.

Для продолжения оценки принимаем, что **себестоимость электроэнергии газовой возрастет на 1 цент с точностью оценки в 0.16 центов, то есть, на 25%.**

Тогда, общая себестоимость после запуска АЭС при текущей цене газовой генерации в 4.01 цента составит: $4.01 + 1.00 = 5.01$ цента с точностью оценки в 0.16 центов.

Так как согласно [3] доля выработки на КЭС не сильно увеличится, следует предположить, что данную ситуацию следует считать долговременной, хотя система и должна оптимизироваться.

При увеличении себестоимости электроэнергии газового комплекса, газовая генерация на объёме в 23 млрд кВт*ч понесёт ориентировочные потери в \$ 230 млн. ежегодно.

9. Оценка себестоимости электроэнергии в целом по энергосистеме после запуска обоих реакторов

Оценку себестоимости электроэнергии в энергосистеме необходимо проводить с большой долей осторожности из-за того, что методика расчёта себестоимостей атомной и газовой генерации могут не совпадать.

Оценка себестоимости электроэнергии в целом по энергосистеме после запуска обоих реакторов составит при производстве 16.96 млрд. кВт*ч электроэнергии на БелАЭС с себестоимостью в 10.3 цента и 23 млрд. кВт*ч на газовых электростанциях составит:

$$(16.96*0.103+23*0.0501)/(16.96+23)=7.26 \text{ цента.}$$

Себестоимость электроэнергии в целом по энергосистеме составит 7.26 цента.

Это выше текущей себестоимости 4.01 цента на 3.25 цента или более чем на 80%.

Это кардинально отличается от обещанного снижения себестоимости электроэнергии в сети на 20%

Прямые денежные потери на генерации 39.96 млрд кВт*ч в год составят $39.96*(0.0325)=\$ 1 298$ млн. в год.

Общие ежегодные денежные затраты на генерацию 39.96 млрд кВт*ч в год по данному варианту составят $39.96*0.0726=\$ 2 901$ млн. в год с учетом выплаты кредитов по строительству АЭС.

10. Оценка отложенного запуска станции. Определение лучшего момента запуска станции.

Данная оценка проводится с некоторой погрешностью, связанной с погрешностью оценки себестоимости электроэнергии в сети после запуска станции.

В случае откладывания решения о запуске временно не проявляются в полном размере операционные затраты, частично не проявляются затраты на строительство станции (оценим их в уже затраченные \$ 5 млрд. из \$ 6.4 млрд. по российскому кредиту, полностью не проявляются капитальные затраты на строительство хранилища (\$1.4 млрд.), декомиссии станции (\$3.8 млрд.) и обращение с отходами ядерного топлива (\$3 млрд.).

Вариант приведён на [отдельной странице электронной таблицы](#):

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
период						2021 - 2022	2023 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035
	прочие расходы, \$				ежегодные расходы по статье	0	0	0	0
	вывод из эксплуатации, фонд декомиссии, 30 лет формирования, \$				ежегодные отчисления в фонд декомиссии	0	0	0	0
	суммарная операционная составляющая себестоимости, \$ на 1 кВт*ч					0.000	0.000	0.000	0.000
	амортизация основных фондов и кредитные выплаты		основная сумма инвестиций	суммарные процентные начисления за 15 лет					
	выплаты по российскому кредиту, \$		\$5,000,000,000	\$2,145,000,000	ежегодные платежи по кредиту		703,496,700	703,496,700	703,496,700
	беларуские инвестиции в строительство станции, амортизация 30 лет, \$		\$555,555,556		ежегодные платежи по белорусским инвестициям в АЭС	18,518,519	18,518,519	18,518,519	18,518,519
	беларуские инвестиции в инфраструктуру в себестоимости 1 кВт*ч произведенной электроэнергии, амортизация 30 лет, \$		\$3,000,000,000		ежегодные платежи по белорусским инвестициям в инфраструктуру	100,000,000	100,000,000	100,000,000	100,000,000
	кредит Эксимбанка на ЛЭП, амортизация 30 лет, предполагаемый срок возвращения кредита - 15 лет, предполагаемая процентная ставка 5.25%, \$		\$323,000,000	\$209,950,000	ежегодные платежи по китайскому кредиту	35,530,000	35,530,000	35,530,000	35,530,000
	беларуские инвестиции в электродкотлы, резервно-пиковые электростанции и пр. модернизации сети, амортизация 30 лет, \$		\$977,000,000		ежегодные платежи по белорусским инвестициям в котлы и пр.	32,566,667	32,566,667	32,566,667	32,566,667
	суммарные ежегодные расходы, \$		8,555,555,556	2,145,000,000	суммарные ежегодные расходы, \$	118,518,519	822,015,219	822,015,219	822,015,219

В случае отложенного запуска станции сохраняется газовая генерация. Денежные затраты на генерацию 39.96 млрд кВт*ч в год при текущей стоимости газового топлива составят $39.96 \cdot 0.04 = \$ 1 598$ млн. в год. Ежегодные выплаты по кредитам и амортизация составят \$ 822 млн. в год. Суммарные денежные затраты варианта составят \$ 1 598 млн. + \$ 822 млн. = \$ 2 420 млн. в год ежегодно в течение 15 лет.

При текущих ценах на газовое и урановое топливо, вариант отложенного запуска АЭС дешевле варианта запуска АЭС на \$ 481 млн. в год (\$ 2 901 - \$ 2 420 млн.).

Справочно:

В России предприниматели неоднократно просили отложить ввод новых АЭС, так как это неизбежно приводило к росту цен на электроэнергию. Так в I квартале 2017 года цена электроэнергии в европейской части России и на Урале [выросла](#) [17] на 15–20%, в том числе, из-за ввода 2 ГВт новых АЭС. В 2018 году Минэнерго РФ [было согласено](#) [18] сдвинуть сроки ввода крупных инвестпроектов «Росатома» в РФ — новых блоков Нововоронежской АЭС-2 и Ленинградской АЭС-2 на год и два соответственно, чтобы снизить ценовую нагрузку на потребителей. По оценке аналитиков, работа каждого блока стоила бы потребителям примерно 40 млрд руб (\$ 714 млн. в год).

Вариант запуска станции показал дополнительные издержки в \$ 481 млн., что в совпадает с российскими примерами запуска недавних лет (\$ 714 млн. в год).

При текущих ценах на газ, каждый дополнительный месяц откладывания запуска позволяет избежать дополнительных убытков в \$ 40.1 млн. ежемесячно даже с учетом выплат по кредитам.

Определение наилучшего времени запуска станции

Наиболее экономичным решением будет использовать период низких цен на газовое топливо с резервом в \$ 481 млн. в год. В пересчёте на стоимость газа экономически допускается выгоден рост цен на газ на $0.481/39.96=1.20$ цента на 1 кВт*ч.

Из раздела 3: При текущей закупочной цене газа в 130\$ за 1000 м3, топливная составляющая в себестоимости 1 кВт*ч исходя из обобщённого расхода топлива 0.000199м3 составляет $(0.000199\text{м}^3 * \$130) * 100 = 2.60$ цента.

Следовательно, допускаемый рост цен на газовое топливо составляет $(2.6+1.20)/2.6=1.46$ раза. **Беларуси выгоднее сохранять текущую газовую генерацию до уровня цен в $\$130 * 1.46 = 190$ \$ за 1000 м3.**

11. Оценка инвестиций варианта “Отказ от запуска”.

Точка невозврата для Беларуси - момент активации топливных кассет в реакторе, которое, предположительно, произойдет в августе 2020 года. С этого момента Беларусь, даже если станция проработает всего 1 день, вынуждена будет в дальнейшем проводить работы по декомиссии станции (а не просто консервации станции), строить хранилище ядерных отходов.

Предположительно, в настоящее время на строительство АЭС и объектов инфраструктуры затрачено \$ 9.86 млрд., с учетом обязательных кредитных выплат общая сумма возрастёт до \$ **12.00 млрд** (см. таблицу ниже).

По оценкам, полные инвестиции в строительство АЭС и объектов инфраструктуры составят \$ 16.61 млрд., с учетом кредитных выплат общая сумма возрастёт до \$ 19.36 млрд.

Таким образом, продолжение строительства потребует ещё около \$ **7.36 млрд.** (**7.36=19.36-12.00**) затрат.

Отказ от запуска позволит Беларуси произвести экономию данных средств.

A	B	C	D	E	F	G
Предположительные инвестиции, затраченные на станцию, специализированную модернизацию энергосети, иную инфраструктуру						
	на 20 июля 2020 года (предположительно)			полный цикл строительства		
	инвестиции, затраченные на 20 июля 2020 года, млн. \$	кредитные выплаты по ним составят, млн. \$	суммарно, млн. \$	полные инвестиции, \$	Кредитные выплаты по ним составят, \$:	суммарно, \$
По основному объекту строительства (сама станция АЭС) с российской стороны	\$5,000,000,000	\$2,145,000,000	\$7,145,000,000	\$6,399,900,000	\$2,745,557,100	\$9,145,457,100
По основному объекту строительства (сама станция АЭС), затраты с белорусской стороны	\$555,555,556		\$555,555,556	\$711,100,000		\$711,100,000
Затраты на инфраструктуру вокруг станции	\$3,000,000,000		\$3,000,000,000	\$3,000,000,000		\$3,000,000,000
Затраты на электрокотлы, резервно-ликовые электростанции и пр. модернизации сети, амортизация 15 лет, процентная ставка 5% (в среднем за 15 лет), \$	\$1,300,000,000		\$1,300,000,000	\$1,300,000,000		\$1,300,000,000
Строительство хранилищ, амортизация 15 лет, процентная ставка 5% (в среднем за 15 лет), \$				\$1,400,000,000		\$1,400,000,000
Вывод из эксплуатации, фонд декомиссии, 30 лет формирования, \$				\$3,800,000,000	0	\$3,800,000,000
итого:	\$9,855,555,556	\$2,145,000,000	\$12,000,555,556	\$16,611,000,000	\$2,745,557,100	\$19,356,557,100
инвестиции, которые требуется вложить дополнительно с 1 августа 2020 года:				\$6,755,444,444	\$600,557,100	\$7,356,001,544

Вариант запуска станции показал дополнительные издержки в \$ 481 млн. даже с учетом ежегодных амортизационных и кредитных отчислений в \$ 820 млн. ежегодно в течение 15 лет. Беларуси выгоднее сохранять текущую газовую генерацию до уровня цен в $130 \times 1.46 = 190$ \$ за 1000 м3.

Данная оценка является предположительной, так как основана на неполных данных. Вполне вероятно, она может не учитывать многие дополнительные затраты. Поэтому решение о запуске должно приниматься отдельно, вне зависимости от готовности АЭС, на основе взвешенных оценок и точных калькуляций.

12. Оценка убыточности станции в сравнении с сохранением газовой генерации (оценка ошибки решения о строительстве АЭС)

Оценку убыточности невозможно провести без прогноза цен на газ, урановое топливо, определения срока службы станции, прогноза цен на ВИЭ. Поэтому данный вариант рассчитать сложнее, чем вариант отложенного запуска (отказа от запуска). Тем не менее, попытаемся очертить некоторые ориентиры.

Себестоимость электроэнергии БелАЭС зависит от цен на урановое топливо и выплат кредитов и представлена в таблице.

период	2021 - 2022	2023 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2040	2041 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2056 - 2060
вариант расчёта с повышающейся стоимостью топлива в 2.7 раза									
суммарные ежегодные расходы, \$	740,788,000	1,673,272,700	1,673,272,700	2,237,876,700	1,405,516,667	1,405,516,667	1,405,516,667	1,022,580,000	1,022,580,000
себестоимость 1 кВт*ч электроэнергии по периоду	0.087	0.099	0.099	0.132	0.083	0.083	0.083	0.060	0.060
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 20 лет	0.107								
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 30 лет	0.096								
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 60 лет	0.079								
вариант расчёта с сохранением низкой стоимости топлива									
суммарные ежегодные расходы, \$	740,788,000	1,673,272,700	1,673,272,700	1,673,272,700	840,912,667	840,912,667	840,912,667	457,976,000	457,976,000
себестоимость 1 кВт*ч электроэнергии по периоду	0.087	0.099	0.099	0.099	0.050	0.050	0.050	0.027	0.027
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 20 лет	0.097								
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 30 лет	0.075								
Средняя себестоимость при периоде эксплуатации станции в 60 лет	0.052								

Выводы:

- В ближайшие 15 лет себестоимость электроэнергии БелАЭС в среднем по периоду для различных вариантов находится в пределах 9.7-10.7 центов. При 30-летнем сроке эксплуатации на станцию себестоимость электроэнергии БелАЭС в среднем по периоду снижается до 7.5-9.6 центов. Это значительно превышает текущую стоимость генерации электричества на газовых станциях и сравнима с генерацией электроэнергии на газовых станциях при высоких ценах на топливо. В предыдущем разделе определено, что ввод АЭС также повышает себестоимость производства электроэнергии на газовых станциях на 25% (на 1 цент), что необходимо учитывать в оценках.
- Себестоимость электроэнергии на станции будет сравнима (станции окупится в сравнении с газовым вариантом) на периоде эксплуатации в 60 лет при условии одновременно высоких цен на урановое топливо и высоких цен на газовое топливо.
- Станция будет рентабельной только на периоде эксплуатации в 60 лет при условии одновременно низких цен на урановое топливо и высоких цен на газовое топливо.

На ситуацию можно посмотреть и под иным ракурсом:

Если отминусовать капитальную составляющую, то себестоимость атомного киловаттчаса составит: топливная составляющая (1.9...5.1 центов) плюс операционная составляющая и затраты на оплату труда (0.72 центов). Отчисления на декомиссию мы отнесём к капитальной составляющей.

При этом атомная генерация удорожает стоимость газовой генерации на 1 цент. Так как атомная генерация примерно равна газовой по объёму, то можно условно “переложить” данный 1 цент на атомную генерацию.

Тогда себестоимость 1 кВт*ч электроэнергии БелАЭС без капитальной составляющей равна (1.9...5.1)+0.72+1=3.62...6.82 цента в зависимости от цен на топливо. **При этом Беларусь вложит суммарно 19.3 млрд \$ в инфраструктуру.**

13. Тарифы для населения после ввода АЭС и противоречивость тарифной политики

Себестоимость электроэнергии, произведенной электроэнергетическим комплексом Беларуси составляет на сегодня 4.01 цента. При реализации электроэнергии потребителям необходимо также учитывать сетевую составляющую, которая находится на уровне 0.9 цента/кВт*ч [1], стр.124. В настоящий момент одноставочный тариф для населения на электрическую энергию, обеспечивающий полное возмещение экономически обоснованных затрат равен 0,2090 BYN (8.7 центов). По всей видимости, разница между тарифом и себестоимостью является дополнительными затратами и прибылью сектора распределения электроэнергии: $8.7-(4.01+0.9)=3.8$ цента.

Противоречивость тарифной политики:

Рост себестоимости электроэнергии с 4.0 до 7.26 центов должен либо привести к росту тарифов для населения на 3.25 цента (7.8 копейки), либо к росту объёма перекрестного субсидирования.

Правительство давно декларировало необходимость отменить перекрестное субсидирование. Соответственно, либо:

- текущий одноставочный тариф должен вырасти до 0.29 рубля и должны быть отменены все льготы.
- наоборот, субсидии должны возрасти. Потребление населением электроэнергии согласно [3], стр.18 составляло в 2019 году 6.642 млрд.кВт*ч в год. Дополнительные субсидии, которые лягут на бюджет или предприятия должны возрасти составить: $6640000000*0.034=\$ 225.8$ млн. в год.
- правительство не отнесёт часть инвестиций к стоимости станции. Например, это могут стать: инфраструктуру вокруг станции (\$ 3 млрд.), модернизации энергосети (\$ 1.3 млрд.), белорусский вклад в строительство станции (\$ 711 млн.) и оставит их в виде бюджетной субсидии. В таком случае, себестоимость электроэнергии снизится суммарно на 1.13 цента (2.71 копейки) на интервале в 15 лет.
- будут задействованы все 3 стратегии.

Тариф на нужды электрического отопления и горячего водоснабжения.

Несмотря на декларацию по отмене субсидирования, правительство ввело спецтарифы для нужд отопления и горячего водоснабжения в размере 0.0374 BYN (1.6 цента). Соответственно, это действие находится в противоречии с необходимостью отменить перекрестное субсидирование.

К 2025 году Концепцией развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года [3], стр.18 прогнозируется рост потребления электроэнергии населением до 6.997 млрд.кВт*ч в год, то есть прогнозируется прирост в $6\ 977 - 6\ 642=335$ млн. кВт*ч. Так как потребление электроэнергии населением в последние 5 лет стабильно снижается, то можно предположить, что прогноз основан как раз на стимулировании использования электроэнергии для нужд отопления и горячего водоснабжения. Объём дополнительных субсидий составит: $335 \text{ млн. кВт*ч}*(0.0726-0.016)=\$ 18.9 \text{ млн. ежегодно.}$

Субсидировать граждан не на руку энергетикам. Поэтому, несмотря на введение льготного тарифа, скорее всего, Белэнерго будет препятствовать частникам пользоваться льготами. Это происходит уже и сейчас, например получить заветный тариф не может собственник дома, если он в нём не прописан (например, живёт в городской квартире, а хочет подключить деревенский дом), или если населённый пункт газифицирован. Двусмысленная риторика и двусмысленная практика подключения запутывает ситуацию.

14. Прогнозирование себестоимости электроэнергии от ВИЭ и АЭС в Беларуси

В текущей, среднесрочной и долгосрочной перспективах сравнение себестоимости электроэнергии БелАЭС следует проводить и с остальными видами электроэнергетики.

Отчёт [1] фиксирует фактические данные о себестоимости электроэнергии Беларуси. Себестоимость изменяется в широком диапазоне по различным энергоносителям. Также отчёт прогнозирует себестоимость к 2035 году (см. таблицу).

Реальный разброс данных о себестоимости несколько шире. Например, некоторые ветроустановки Беларуси [показывают](#) [19] себестоимость в 3.5 цента за 1 кВт*ч. Однако на всём сроке службы эти данные могут изменяться.

	Себестоимость электроэнергии АЭС, центов/кВт·ч		
	Сейчас [1]	К 2035 году согласно [1]	Прогноз данного отчёта на 2035 год
на ТЭС с использованием природного газа	4.7 – 7.0	11.67 (425\$ за 1000м3) (*)	БелАЭС не запущена: 4.01-10.36 цента в зависимости от цены на газ от 130\$ до 425\$ исходя из практики текущей энергосистемы. БелАЭС запущена: 5.01-11.36 цента в зависимости от цены на газ от 130\$ до 425\$ Негативное воздействие на сектор газогенерации и сектор ВИЭ.
на базе использования энергии ветра	8 – 12	6.6 (на уровне среднемировых)	
на базе использования энергии солнца	10 – 17	10	Теоретически 6.2 - 7.6 цента возможно уже сегодня. (***)
на АЭС	10.2	13.43 (**)	11.0 - 14.2 в зависимости от цен на топливо
На ГЭС	2.9 – 7.0	4.1	

(*) в этом прогнозе энергетики не рассматривают вариант сохранения низкой цены на газ, например, текущей в 130\$ за 1000м3

(**) в этом прогнозе энергетики не рассматривают вариант сохранения низкой цены на урановое топливо

(***) Себестоимость СЭС в первую очередь зависит от стоимости 1 кВт установленной мощности, значения которой меняются по обратной экспоненте. Так стоимость 1 кВт установленной мощности СЭС в Чериковском районе [составляет](#) \$ 1700 (\$ 170 млн. инвестиций на 100 МВт установленной мощности). СЭС установлена в 2019 году. Стоимость 1 кВт установленной мощности СЭС в Брагинском районе [составляет](#) \$ 1330. Это далеко не последнее слово в технологиях. Агентство LAZARD [5] уже в 2019 году называет средние цены на 1 кВт установленной мощности в \$900-1100 при промышленной установке.

Рассчитанная себестоимость СЭС для в климатических условий Беларуси представлена в [солнечном калькуляторе](#) (соответствующая страница расчётной таблицы).

Из отчёта [1], стр. 109: себестоимость производства электроэнергии на базе ВИЭ в Республике Беларусь будет выше, чем среднемировые показатели, однако, если учитывать прогнозируемые среднемировые темпы снижения себестоимости, то к 2035 году себестоимость производства электроэнергии на базе ВИЭ будет находиться на уровне себестоимости, производимой на других генерирующих источниках и даже при сохранении достигнутой себестоимости будет конкурентоспособна в рыночных условиях без льготных тарифов на ее закупку. Важной особенностью производства электроэнергии на базе ВИЭ является то, что ее себестоимость не зависит от роста цен на органическое и ядерное топливо и при этом сохраняет постоянную тенденцию к снижению.

15. Последствия ввода АЭС для энергетической политики Беларуси

Высокая себестоимость электроэнергии на АЭС это только часть экономических проблем в энергетике.

Остальные потери переносятся на всю энергосистему и являются **косвенными**:

Первой проблемой являются технические ограничения, которые АЭС накладывает на энергосистему. Все остальные станции должны подстраиваться под неё, что переводит их в менее эффективный режим работы.

Второй важной проблемой является необходимость обеспечивать резерв станции согласно свежей [“Концепции развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года”](#). Согласно этому документу Белэнерго вынуждено оставить мощности всех электростанций в том же объёме - и теперь мы знаем ответ на вопрос, что будет с Лукомльской и Березовской ГРЭС - их не закроют. Но выработка электроэнергии по всем КЭС упадёт в 3.5 раза, то есть станции будут работать в треть нагрузки, при этом персонал будет ходить на работу и операционные затраты останутся.

Так как часть атомной электроэнергии планируется утилизировать в электродкотлах на ТЭЦ, то несколько возрастёт себестоимость и сферы производства тепла, где атомная энергия частично заменит газовую генерацию.

Но самой важной проблемой являются ограничения на уровень развития ВИЭ, накладываемые Белэнерго уже сегодня из-за профицита энергии. В концепции доля ВИЭ в выработке электроэнергии заложена в 1% к 2030 году (405 млн. кВт*ч в год). При этом у Германии такой зеленой электроэнергии уже 56%, Литвы - 35%, а у небогатой и энергозависимой от России Украины уже около 18% (прирост за прошлый год составил 9%, темпы введения ВИЭ в Украине в 75 раз превышают темпы Беларуси). При существующей концепции Беларусь не сможет массово внедрять ВИЭ ни сегодня, ни до 2030 года включительно. Цены на электроэнергию в Беларуси могут стать существенно более высокими, чем цены в Европейском союзе. **Потери, связанные с**

замораживание сектора развития ВИЭ и энергетического рынка в целом, могут со временем начать исчисляться миллиардом долларов в год.

Можно констатировать, что запуск Островецкой АЭС и фактическая заморозка в развитии ВИЭ и всей энергосистемы приведёт к:

- удорожанию стоимости электроэнергии, реализуемой Белэнерго, относительно стоимости электроэнергии в других странах.
- технологической сложности проведения маневрирования в энергосистеме с доминированием АЭС, сложности внедрения инноваций.
- вялому реформированию энергосистемы, что приведёт к моральной деградации и технологической отсталости электроэнергетики уже к началу 2030х годов.
- Отсутствию существенных планов по развитию ВИЭ, что приведёт к отсутствию **доступа к иностранным инвестициям** в области энергетики, в частности, с низкой процентной ставкой, которые уже в ближайшие годы будут нацелены исключительно на проекты внедрения ВИЭ.
- созданию **искусственного противостояния** между белорусскими предприятиями, которые будут стремиться установить собственные недорогие энергоисточники на ВИЭ, и монопольной энергосистемой, стремящейся удержать свою монополию, продать дорогую сетевую электроэнергию потребителям, и препятствовать процессам децентрализации электроэнергии.
- сохранению зависимости энергетики Беларуси от основного поставщика энергоресурсов (России, которая будет обеспечивать Беларусь как природным газом, так и ядерным топливом).
- возможной заморозке внедрения биогазовых станций. Это в свою очередь приведёт к невозможности экологической утилизации отходов крупных животноводческих комплексов, а, следовательно, к усугублению нитратного и нитритного загрязнения территории Беларуси и её водных источников.
- высокой себестоимости электроэнергии, делающей невозможность экспорта электроэнергии в ЕС, Украину или Россию (экспорт в ЕС и Украину уже невозможен законодательно, а в Россию невыгоден).

Анализ энергополитики и иных рисков Беларуси приведён в [Энергетической концепции](#) Экодома [9].

16. Источники

[1] Обзор сектора электро- и теплоэнергетики / РУП «БЕЛТЭИ». Минск, 2018. 295 с

https://drive.google.com/file/d/1SMgNFW2belqb_IS_dXt45PKS7oEhFcUj/view?usp=sharing

[2] Разработка энергетического баланса энергосистемы Беларуси с учетом развития возобновляемой энергетики, в том числе, ветроэнергетики. Научно-технический отчёт. Минск, ООО «Альфа-книга», 2019 год

https://www.windpower.by/files/files/OTCHET_balansy_10.2019.pdf

[3] Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года

https://minenergo.gov.by/zakonodatelstvo/koncepcii_i_proframmi/

[4] отчёт БАЯКА

[5] LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 13.0

<https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>

[6] Об экономике российской ядерной электроэнергетики, Bellona, 2011

<https://bellona.ru/publication/nuclear-economy-ru/>

[7]

<https://www.belrynok.by/2019/09/26/ukraina-mozhet-stat-vazhnym-rynkom-sbyta-belorusskoj-elektroenergii/>

[8] Презентация. О стратегии развития электроэнергетической отрасли и реализация проекта строительства АЭС в Республике Беларусь.

<https://drive.google.com/file/d/1ciWauONTAZ82HTN5cjB-karAiKy57G7w/view?usp=sharing>

[9] Энергетическая [р]еволюция в Беларуси: как это возможно? Policy-paper. Концепция политики, 2020

https://energy2050.by/wp-content/uploads/2020/07/POLICY-PAPER07_09.pdf

[10]

<https://lt.sputniknews.ru/economy/20190430/8902541/Zakrytie-Ignalinskoy-AES-budet-stoit-na-60-millionov-evro-menshe.html>

[11] Росэнергоатом 2011. Годовой отчёт.

<http://rspp.ru/document/1/e/e/ee83db52b760a2ca086df0e142af831c.pdf>

[12] Таблица расчётов данного отчёта

<https://docs.google.com/spreadsheets/d/1Kr4jFdtWv2X-0M42ya03d86s9G-QvMGFBr4A4okx5Tg/edit#gid=1749645947>

[13]

https://atom.belta.by/ru/belaes_ru/view/belaes_ru/view/pusk-aes-v-belarusi-privedet-k-snizheniju-sebestoimosti-elektroenergii-na-20-ekspert-342/t_id/1

[14]

<http://web.archive.org/web/20141010220736/http://atomicexpert.com/content/ekonomika-aes-fokus-na-kvt-ch>

[15] ПОСТАНОВЛЕНИЕ СОВЕТА МИНИСТРОВ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ 22 августа 2019 г. No 558 Об утверждении Стратегии обращения с отработавшим ядерным топливом Белорусской атомной электростанции

<https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=c21900558&p1=1&p5=0>

[16]

<https://www.belta.by/president/view/stoimost-belorusskoj-aes-s-uchetom-infrastruktury-sostavit-9-mlrd.-126776-2011>

[17]

<https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/12/25/746360-rosatom-dostroit?fbclid=IwAR0QS1PSn8IKm29arocR3jQGikQPchImpi4MTolV396PzZ-6KldO1bTU74w>

[18]

https://www.kommersant.ru/doc/3527959?fbclid=IwAR14-fbn0wYThk9Sd_iWNUWFHlcvmrOSDY69WcAdqbPjCyy7EIUFnsiQ_FY

[19]

<https://tech.onliner.by/2017/06/15/vetropark-pod-novogrudkom>

[20]

https://elektrovesti.net/52950_proekt-tskhoyat-v-chernobyle-za-10-let-podorozhal-v-10-raz