Сводка предложений, поступивших в ходе общественного обсуждения проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, и позиций разработчика по указанным предложениям

Перечень применяемых сокращений, используемых в позициях разработчика:

АЭС – атомная электростанция;
БН – балансовая надежность энергосистемы;
ВИЭ – объекты по производству электрической энергии, функционирующие на основе возобновляемых источников энергии;
ВЛ – воздушная линия;
ВЭС – ветровая электростанция;
ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;
Генеральная схема – генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года;
ГеоЭС – геотермальная электростанция;
ГТУ – газотурбинная установка;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ДПМ – договор о предоставлении мощности;
ДПМ ВИЭ – конкурсный отбор инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии;
ЕНЭС – единая национальная (общероссийская) электрическая сеть;
ЕЭС России – Единая энергетическая система России;
ИПР – инвестиционная программа субъекта электроэнергетики;
ИТС 38-2022 – Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии», утвержденный приказом Росстандарта от 20.12.2022 № 3227, с учетом актуализации ИТС 38 в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 10.06.2022 № 1537-р
КОМ – долгосрочный конкурентный отбор мощности;
КОМ НГО – конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов;
КОМмод – конкурентный отбор модернизируемых мощностей;
ЛЭП – линия электропередачи;
МГЭИК – межправительственная группа экспертов по изменению климата;
Методические указания – Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286;
Методические указания по прогнозированию – Методические указания по разработке прогноза потребления электрической энергии и мощности на долгосрочный период, утвержденные Приказом Минэнерго России от 12.07.2024 № 864;
НВВ – необходимая валовая выручка;
НП-032-19 – федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Площадка атомной станции. Требования безопасности» (НП-032-19), утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 19.07.2019 № 287;
НТП – научно-технический прогресс;
Обосновывающие материалы – аналитическая информация и иные материалы, обосновывающие необходимость реализации технических решений, предусмотренных в Генеральной схеме, формируемые в соответствии с Правилами разработки ДПР;
ОИВ субъекта РФ – исполнительный орган субъекта Российской Федерации;
ОЭС – объединенная энергосистема;
ОРЭМ – оптовый рынок электрической энергии и мощности;
ПГУ – парогазовая установка;
ППТ – передача постоянного тока;
Правила разработки ДПР – Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556;
Правила предоставления информации – Правила предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденные приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340;
Правила технологического функционирования – Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;
ПС – электрическая подстанция;
СВМ – схема выдачи мощности объектов по производству электрической энергии;
СиПР ЭЭС России – схема и программа развития электроэнергетических систем России;
СЭС – солнечная электростанция;
ТИТЭС – технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система;
ТП – технологическое присоединение;
ТЭС – тепловая электростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ФОИВ – федеральные органы исполнительной власти;
ЧЧИУМ – число часов использования установленной мощности;
LCOE – удельная дисконтированная стоимость производства электрической энергии.

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
1	Кудашко Виктория Павловна	Физическое лицо	Общее предложение	Принимая во внимание политическую ситуацию, сложившуюся в стране и мире на данный момент, считаю недопустимым строительство новой АЭС в Ростовской области. Нахождение в непосредственной близости к местам ведения боевых действий, а также опасное расстояние для подлета ракет и беспилотников, делает опасным эксплуатацию АЭС на этой территории. В качестве примера могу привести Курскую и Запорожскую АЭС. Отдаю себе отчет, что СВО не будет длиться вечно, но даже после ее завершения и достижения всех поставленных целей, недружественные страны будут находиться рядом и постоянно служить источником возможных диверсий. Учитывая , ко всему изложенному, высокую плотность населения в этой местности, при введении АЭС в эксплуатацию будут созданы неблагоприятные и очень опасные условия для жизни миллионов людей. Считаю, что такие объекты нужно возводить на востоке страны, вдали от возможных угроз террористического характера. Очень надеюсь, что при принятии решения по этому вопросу, на первом месте будет благоразумие и безопасность, а не экономическая выгода	учтено частично	Проект Новочеркасской АЭС исключен из проекта Генеральной схемы. Местоположение новой АЭС в ОЭС Юга будет уточнено по результатам предпроектных проработок
2	Лукманов Эльдар Талгатович	Физическое лицо	Общее предложение	Добрый день. На территории Челябинской области , в виду прошедшей аварии в 1957гг. существует программа реабилитации территории. За последние два десятка лет , тысячи людей получают компенсации за ЖКХ, выплаты и др. Главное то , что удалось за многие годы газифицировать близлежащие поселки около запланированного места строительства ЮУАЭС п.Метлино , провести водопроводы, отремонтировать социально значимые объекты. Что это дало и какой эффект: многие работающие на ПО Маяк сотрудники , проживающие в с.Татарская Караболка, Большой Куяш и др. не вымерли , наоборот строится жилье , сотрудники и работающие в г.Озерск приезжают на лето, отдыхают и сами работники. Многие кто приезжают работать в Озёрск покупают жилые дома в селе Большой Куяш ,расположенного на берегу одноименного озера. Аналогично поселок Сулейманово и с.Сары, находящихся неподалеку. Проведена серьезная работа по бетонированию озера Карачай , что привело к недопущению продолжения загрязнения пятна загрязненных оят стоков с озера Карачай в общий водообмен озерного края и общего водного горизонта. Считаю необходимым продолжить работу в данном направлении : 1. С целью сохранения близлежащих озёр, водного горизонта выполнить ПФЗ (противофильтр. защиту) от загрязнённой реки Теча, одновременно произвести мероприятия по сохранению уникального памятника природы озеро Чебакуль, рядом с которым производится преступная и хищническая добыча железной руды, без соответствующих экологических мероприятий на такскнском руднике силами "бакальского" рудоуправления (кипрские оффшоры). Вода с уникального озера начиная с момента добычи (2011) ежегодно уходит в виду отсутствия ПФЗ, в разрабатываемый карьер. Откуда 4 -мя насосами по 60кВт качается в реку Теча. Обводняет теченский каскад озёр, переполняет плотины и грозит их разрушением. А самое главное истощает озеро Калды и озеро Чебакуль от огромного количества водных ресурсов, на озере Калды , на которой расположены многочисленные живописные базы отдыха : б/о "Русский остров" ,б/о ВММ-2 и др. вода ушла до 15-20 метров от берега , или 0,7 метра глубины. На озере Чебакуль до 70-100 метров от берега или до 1,1-1,3 метра. Вода в текущем году несмотря на рекордные снеговые осадки , а также летние обильные осадки продолжает уходить. Недопустимо , чтобы к примеру при строительство АЭС на берегу Средиземного моря а Эль Дабаа, или Турции, и др. зарубежных проектов уделялось вопросам сохранения водных ресурсов самое пристальное внимание, в том числе благодаря, к примеру ,успешно произведенным работам произведенным компанией ФЕНСМА , при возведении ПФЗ, экологическая безопасность в случае самого рискового случая аварии : безопасность моря средиземного будет обеспечена, а при ещё не начатом строительстве ЮУАЭС экология уже на грани бедственного положения , на грани катастрофы. Считаю, что планируемое строительство ЮУАЭС приведет к улучшению местной экологии я увеличит количество рабочих мест, создаст благоприятные условия ,в части льгот за электроэнергию для социальных групп населения, увеличит производственные мощности по утилизации и переработке ОЯТ на ПО Маяк. Спасибо за внимание!	не учтено	Конкретное предложение или замечание не приведено. Информация принята разработчиком к сведению
3	Гончаров Д. В.	Физическое лицо	Общее предложение	Однозначно ПРОТИВ строительства АЭС возле г. Новочеркасск! Если не хватает энергии в Краснодарском крае и Крыму, стройте там АЭС! В Ростовской области хватает одной АЭС, не надо превращать регион в ресурсоснабжающий придаток!	учтено частично	Проект Новочеркасской АЭС исключен из проекта Генеральной схемы. Местоположение новой АЭС в ОЭС Юга будет уточнено по результатам предпроектных проработок
4	Талевлин Андрей Александрович	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Включение в Генеральную схему Южно-Уральской АЭС противоречит действующему законодательству. Необходимо отметить, что по вопросу строительства Южно-Уральской АЭС в 1991 году в г. Челябинске состоялся референдум. В голосовании приняло участие 582 793 человек. Против строительства Южно-Уральской АЭС проголосовало 441 132 человек или 75, 69% от принявших участие в голосовании. Итоги референдума были утверждены Решением Челябинского городского Совета народных депутатов от 17.04.1991 года. В соответствии с общепринятыми нормами права и законодательством существовавшим на момент проведения референдума изменение или отмена решения принятого на референдуме производится только референдумом. Таким образом, включение в Генеральную схему Южно-Уральской АЭС	не учтено	При выборе площадок для размещения новых АЭС в Генеральной схеме были учтены требования НП-032-19

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				нарушает прямое волеизъявление жителей города Челябинска. С учетом изложенного, необходимо исключить Южно-Уральскую АЭС из обсуждаемого документа		
5	Виденская Елизавета Григорьевна	Физическое лицо	Общее предложение	Предлагаю исключить из перспективных планов строительство АЭС в городе Новочеркасске Ростовской области. В случае возникновения аварийных ситуаций, техногенных катастроф с выбросом радиации с учётом преобладающих на данной территории северо-восточных ветров заражению подвергнется вся Ростовская агломерация с общим населением около 2 млн человек. Аналогично - сброс зараженных вод в бассейн реки Дон в такой близости к устью повлечёт за собой заражение Азовского моря. Вблизи от предполагаемого места строительства АЭС проходят ключевые федеральные авто- и железнодорожные магистрали на юг страны, потенциальное заражение территории вокруг станции повлечет за собой необходимость глобальной перестройки транспортной системы. Кроме того, нельзя исключать геополитические риски. Не является разумным строительство опасного объекта в зоне потенциальной агрессии и обстрела ракетами и беспилотными летательными аппаратами с территории близлежащих недружественных стран. Текущие риски для Курской АЭС - тому подтверждение. Строительство второй АЭС на территории одного региона несёт в себе слишком высокие экологические риски для населения Ростовской области.При этом население и промышленность Ростовской области не получают преимуществ от близости к АЭС в виде низких тарифов на электроэнергию из-за существующей в стране системы установления тарфов	учтено частично	Проект Новочеркасской АЭС исключен из проекта генеральной схемы. Местоположение новой АЭС в ОЭС Юга будет уточнено по результатам предпроектных проработок
6	Александр Леонидович Муханов	Физическое лицо	Общее предложение	Алюминий глобально на Пенжинской ПЭС: в мировом энергетическом и бытовом рециклинге, с альтернативой к взрывоопасному водороду, с морской отправкой изделий и возвратом утиля, для экологичного восстановления. Как возможность безопасного хранения и использования больших объёмов энергии. Как возможность сокращения твердых отходов, применяя алюминий сплавами в виде упаковок и конструкций. Как возможность зацикливания энергетики и быта: металл - изделие - ТБО - энергия - гидроокись - металл. В товарный, бытовой алюминий заложили энергию на заводах электролиза, в 3 раза большую энергоёмкости углеводородов. И эту энергию можно "вернуть", в том числе через водород из воды, различными способами. И использовать эту энергию через водород, "порциями", по мере расходования. В холодной России очень актуально использовать низкопотенциальное тепло реакции, до 45% от энергоёмкости металла. Это тепло для холодных месяцев в отопление, с накоплением "утиля-топлива" в остальное время года. При нормативе на человека в год: 350 кг бытовых и габаритных отходов, "энергоемкость алюминиевых отходов" на семью из 4-х человек, может составить 12 - 20 МВт.ч, в год, что соизмеримо сезонному отоплению дома ИЖС. Отправка энергии, в виде, проката, конструкций и продукции для быта. Возврат гидроокиси металла для экологичного восстановления. Так же, на перевод газа в металл. 1 Млрд. м3 газа -- 230 тыс.т алюминия, безопасным складом "на гора". Мои проработки по теме с 1988г, МЭИ. В1991г дискуссии в АН СССР. Тогда же научные статьи, публикации. В 2021 соглашение в продвижении с АСИ. Теперь вот и Европа https://technovery.com/perezaryazhaemyj-alyuminij-	не учтено	Проект Генеральной схемы выполнен в соответствии с требованиями Правил разработки ДПР. Реализация предлагаемого проекта не является предметом разработки генеральной схемы. При принятии решения о реализации предложенного проекта мероприятия по его внешнему электроснабжению будут разработаны в установленном порядке и включены в документы перспективного развития электроэнергетики
7	Бельков Игорь Алексеевич	Физическое лицо	Общее предложение	Общественный экспертный совет по Энергетике Камчатского края рассмотрев проект Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года считает, что проект не достигает основной ЦЕЛИ развития Камчатской изолированной энергосистемы. Главная цель - СНИЖЕНИЕ ТАРИФА до уровня среднероссийского (без дотаций со стороны Федерального бюджета) была прописана (наряду с надёжностью и безопасностью) ещё в 2010 году, когда была разработана Стратегия развития энергетики Камчатского края (утверждена распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП) (далее Стратегия) В 2016 году в связи с изменившимися условиями по заказу Администрации Камчатского края Стратегия была актуализирована и согласована со всеми заинтересованными лицами. Работа "Актуализация Стратегии развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года" с расширенным горизонтом планирования до 2040 года, была выполнена на высоком профессиональном уровне филиалом НТЦ ФСК ЕЭС " в г. Владивосток (бывший институт "Дальэнергосетьпроект"). Предложены 3 основных и 2 дополнительных варианта развития генерирующей мощности: Вариант №1: без перевода на ВИЭ. С продлением ресурса турбоагрегатов ТЭЦ и вводом ГТУ. Вариант №2: с частичным переводом генерирующей мощности ЦЭУ на ВИЭ: строительство ГЭС-1 и -2 Жупанова; КТЭЦ1- перевод в режим котельной, КТЭЦ-2 – замена агрегатов. Вариант №3: Полный перевод генерирующей мощности на ВИЭ, ввод Жупановских ГЭС1 и 2, Мутновских ГеоЭС-2 и -3, вывод в консервацию КТЭЦ1 и КТЭЦ-2. Дополнительный вариант №1: Вариант 1, но с частичным переводом на ВИЭ ввод Мутновской ГеоЭС-2. Дополнительный вариант №2: Вариант 2, но без Жупановской ГЭС-2, а с вводом Мутновской ГеоЭС 2 (50МВт). Проведённый технико-экономический анализ, позволил сделать вывод, что из всех вариантов наиболее предпочтителен Вариант 2. После согласования заинтересованными сторонами был принят и согласован дополнительный вариант №2, который соответствует достижению ЦЕЛИ	учтено частично	С учетом прогнозируемого потребления электрической энергии и мощности для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Камчатского края до 2042 года потребуется строительство 48 МВт новых генерирующих мощностей. При наличии соответствующего технико-экономического обоснования указанные мощности могут быть реализованы на ГеоЭС или иных видах электростанций, обеспечивающих гарантированную располагаемую мощность. Следует отметить, что в соответствии с подпунктами «в»-«е» пункта 15 Правил разработки ДПР, в приложения 5-8 к проекту Генеральной схемы включаются только объекты генерации, изменение установленной мощности которых составляет 100 МВт и более, в связи с этим Мутновская ГеоЭС-2 включению в перечни объектов генерации проекта Генеральной схемы не подлежит. В отношении развития ВИЭ в настоящее время программа по развитию ВИЭ в энергосистеме Камчатского края не принята. В случае ее принятия предусмотренные в ней решения будут учтены при очередной актуализации Генеральной схемы в соответствии с пунктом 33 Правил разработки ДПР

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				снижения тарифа до среднероссийского (см. стр. 22 Презентации, Приложение к данному письму). Позднее АО "Камчатскэнерго" предложило дополнительные варианты развития ВИЭ, которые также небыли учтены в проекте Генеральной схемы. Но главным объектом Стратегии, всё же, является - Жупановская ГЭС-1. На основании вышеизложенного считаем, что требуется доработка "Проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года", с включением вышеперечисленных энергетических объектов актуализированной Стратегии Камчатского края		
8	Владимир Алексеевич Кудряшов	Общественный экспертный совет по энергетике Камчатского края	Общее предложение	Уважаемые коллеги! Общественный экспертный совет по Энергетике Камчатского края рассмотрев проект Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года считает, что проект не достигает основной ЦЕЛИ развития Камчатской изолированной энергосистемы. Главная цель - СНИЖЕНИЕ ТАРИФА до уровня среднероссийского (без дотаций со стороны Федерального бюджета) была прописана (наряду с надёжностью и безопасностью) ещё в 2010 году, когда была разработана Стратегия развития энергетики Камчатского края (утверждена распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП) (далее Стратегия) В 2016 году в связи с изменившимися условиями по заказу Администрации Камчатского края Стратегия была актуализирована и согласована со всеми заинтересованными лицами. Работа "Актуализация Стратегии развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года" с расширенным горизонтом планирования до 2040 года, была выполнена на высоком профессиональном уровне филиалом НТЦ ФСК ЕЭС " в г. Владивосток (бывший институт "Дальэнергосетьпроект"). Предложены 3 основных и 2 дополнительных варианта развития генерирующей мощности: Вариант №1: без перевода на ВИЭ. С продлением ресурса турбоагрегатов ТЭЦ и вводом ГТУ. Вариант №2: с частичным переводом генерирующей мощности ЦЭУ на ВИЭ: строительство ГЭС-1 и -2 Жупанова; КТЭЦ1- перевод в режим котельной, КТЭЦ-2 – замена агрегатов. Вариант №3: Полный перевод генерирующей мощности на ВИЭ, ввод Жупановских ГЭС1 и 2, Мутновских ГеоЭС-2 и -3, вывод в консервацию КТЭЦ1 и КТЭЦ-2. Дополнительный вариант №1: Вариант 1, но с частичным переводом на ВИЭ, ввод Мутновской ГеоЭС-2. Дополнительный вариант №2: Вариант 2, но без Жупановской ГЭС-2, а с вводом Мутновской ГеоЭС 2 (50МВт) Проведённый технико-экономический анализ, позволил сделать вывод, что из всех вариантов наиболее предпочтителен Вариант 2. После согласования заинтересованными сторонами был принят и согласован дополнительный вариант №2, который соответствует достижению ЦЕЛИ снижения тарифа до среднероссийского (см. стр. 22 Презентации, Приложение к данному письму). Позднее АО "Камчатскэнерго" предложило дополнительные варианты развития ВИЭ, которые также небыли учтены в проекте Генеральной схемы. Но главным объектом Стратегии, всё же, является - Жупановская ГЭС-1. На основании вышеизложенного считаем, что требуется доработка "Проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года", с включением вышеперечисленных энергетических объектов актуализированной Стратегии Камчатского края	учтено частично	С учетом прогнозируемого потребления электрической энергии и мощности для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Камчатского края до 2042 года потребуется строительство 48 МВт новых генерирующих мощностей. При наличии соответствующего технико-экономического обоснования указанные мощности могут быть реализованы на ГеоЭС или иных видах электростанций, обеспечивающих гарантированную располагаемую мощность. Следует отметить, что в соответствии с подпунктами «в»-«е» пункта 15 Правил разработки ДПР, в приложения 5-8 к проекту Генеральной схемы включаются только объекты генерации, изменение установленной мощности которых составляет 100 МВт и более, в связи с этим Мутновская ГеоЭС-2 включению в перечни объектов генерации проекта Генеральной схемы не подлежит. В отношении развития ВИЭ в настоящее время программа по развитию ВИЭ в энергосистеме Камчатского края не принята. В случае ее принятия предусмотренные в ней решения будут учтены при очередной актуализации Генеральной схемы в соответствии с пунктом 33 Правил разработки ДПР
9	Дедков Андрей Владимирович	ООО «Лаборатория да Винчи»	Приложение 6. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ГЭС, ГАЭС, ВИЭ	прошу рассмотреть предложения, сформулированные мной на портале "новые идеи для сильной России" (под эгидой АСИ). 1) размещение на территории Калмыкии и Крыма парка ВЭС, приливных ЭС и СЭС, и ГАЭС для обеспечения энергодефицита Краснодарского края 2) размещение на территории Калининградской области АЭС для переноса экспортного потенциала страны с газа на экспорт электроэнергии 3) размещение на территории кавказского хребта ГАЭС (окружающие горные хребты будут создавать основную опорную конструкцию, что позволит снизить капзатраты. Кроме того, это позволит вокруг бьефов создать курортно-рекреационные комплексы)	не учтено	Состав генерирующего оборудования, предусмотренный проектом Генеральной схемы, сформирован в соответствии с рациональной структурой генерирующих мощностей, разработанной в соответствии с главой III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Районы размещения генерирующих мощностей определялись с учетом требований раздела IV Методических указаний. В соответствии с пунктом 68 раздела IV Методических указаний районы размещения АЭС, ГЭС и ГАЭС определялись на основе предложений ГК «Росатом» и ПАО «РусГидро»
10	Гридина Екатерина Викторовна	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Я выступаю категорически против строительства атомной электростанции в районе города Новочеркасска (Новочеркасская АЭС, Ростовская область, г. Новочеркасск - п. 4 Приложения № 4 к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года - перечень планируемых к строительству и вводу в эксплуатацию атомных электростанций) вблизи города-миллионника (Ростов-на-Дону), в густо населенном районе Ростовской области, среди земель сельскохозяйственного назначения, неподалеку от военного аэродрома и границы страны, которая атакует беспилотниками объекты на территории нашей страны. Неизвестно, как скоро наступит победа нашей страны, но до того времени враг может поражать цели, расположенные на территории Ростовской области, что приведет к трагическим последствиям. Кроме того, электрические сети Ростовской области не способны выдерживать высокие нагрузки, регулярно	учтено частично	Проект Новочеркасской АЭС исключен из проекта генеральной схемы. Местоположение новой АЭС в ОЭС Юга будет уточнено по результатам предпроектных проработок

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				происходят веерные отключения электроэнергии, особенно летом 2024 года Считаю, что подобные объекты следует размещать в глубине страны, защищенные от внешних врагов и на удалении от населенных пунктов с большим количеством жителей		
11	Немченко Сергей Александрович	ПАО ГМК «Норильский Никель»	Приложение 9. Балансы мощности	Приложение 9. Таблица 4 – Баланс мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края 1.Максимум потребления мощности указан без учета роста нагрузок, обусловленного реализацией стратегического плана развития предприятий ПАО «ГМК «Норильский никель» на территории Норильского промышленного района (к 2035 году ожидается рост годовых максимумов до 1350 МВт)	не учтено	В соответствии с пунктом 20 Правил разработки ДПР ОИВ субъектов РФ предоставляют АО «СО ЕЭС» сведения о реализуемых и планируемых к реализации на территории субъекта Российской Федерации в течение долгосрочного периода инвестиционных проектах, в том числе о создании новых производств (за исключением строительства объектов электроэнергетики), расширении, реконструкции, модернизации, консервации или выводе из эксплуатации производственных мощностей на действующих предприятиях потребителей электрической энергии. На момент разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности данные по потребителю ПАО «ГМК «Норильский никель» не были предоставлены
12	Немченко Сергей Александрович	ПАО ГМК «Норильский Никель»	Приложение 9. Балансы мощности	Приложение 9. Таблица 4 – Баланс мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края 2. Величину резерва предлагается принять в размере 383,7 МВт, в т.ч.: 183,7 МВт – аварийный резерв (отключение системы шин 110 кВ ТЭЦ 2 с энергоблоками №№ 1 и 3) 200 МВт – ремонтный резерв (два наиболее мощных энергоблока на разных ТЭЦ)	не учтено	Требуемый объем резерва мощности для всех ТИТЭС определен по условию резервирования 2-х единиц генерирующего оборудования. Предлагаемый объем резерва избыточен
13	Немченко Сергей Александрович	ПАО ГМК «Норильский Никель»	Приложение 9. Балансы мощности	Приложение 9. Таблица 4 – Баланс мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края 3. В ограничениях мощности, помимо плановых ограничений установленной мощности основного оборудования ТЭЦ (184 МВт в зимние месяцы), предлагается учесть существующие сетевые ограничения по передаче Курейская ГЭС – Усть-Хантайская ГЭС – Норильск. Принимая во внимание необходимость проведения в зимний период капитального ремонта минимум одного гидроагрегата на Усть-Хантайской/Курейской ГЭС, а также величину нерегулярных внутричасовых колебаний мощности (13 МВт), величина сетевых ограничений составит 414,9 МВт (максимально допустимая нагрузка на передаче 687 МВт при установленной мощности ГЭС 1101,9 МВт)	не учтено	Балансы мощности разработаны с учетом требований раздела V Методических указаний. В приложении 9 в таблице 4 Баланс мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края приведены ограничения мощности электростанций, которые определены в соответствии с фактическими данными о состоянии оборудования электростанций и его параметрах (подпункт «в» пункта 83 Методических указаний). Ограничения на передачу мощности должны учитываться при формировании баланса мощности конкретного энергорайона, на электроснабжение которого указанные ограничения влияют
14	Немченко Сергей Александрович	ПАО ГМК «Норильский Никель»	Приложение 9. Балансы мощности	Приложение 9. Таблица 4 – Баланс мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края 4. Величину установленной мощности ТЭЦ на весь период планирования предлагается принять равной 1262,48 МВт с учетом ввода в 2025 году энергоблока №2 ТЭЦ-2 с установленной мощностью, аналогичной блоку №1 (108,7 МВт)	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР, Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать проекту СиПР ЭЭС России. Пунктом 59 Правил разработки ДПР установлен исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования проекта СиПР ЭЭС России, к которым относятся высокогарантированные вводы, подтвержденные обязательствами собственников на ОРЭМ или перед ФОИВ. В проекте СиПР ЭЭС России и, как следствие, проекте Генеральной схемы отсутствуют изменения установленной мощности за счет ввода в эксплуатацию энергоблока № 2 на Норильской ТЭЦ-2 в 2025 году, в связи с их несоответствием критериям, установленным пунктом 59 Правил разработки ДПР. В случае фактического изменения мощности Норильской ТЭЦ-2 указанные изменения будут учтены при формировании балансовой ситуации в рамках последующей актуализации документов перспективного развития. В соответствии с пунктом 33 Правил разработки ДПР, проводится актуализация положений Генеральной схемы в части периода с 4-го по 18-й год включительно долгосрочного периода за исключением долгосрочного прогноза потребления. В рамках актуализации будет пересмотрен состав генерирующего оборудования в соответствии с актуализированной рациональной перспективной структурой генерирующих мощностей и актуальными исходными данными
15	Немченко Сергей Александрович	ПАО ГМК «Норильский Никель»	Приложение 9. Балансы мощности	Приложение 9. Таблица 4 – Баланс мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края 5. С учетом изложенного, величина избытка электрической мощности не будет превышать 245 МВт в 2025 году и далее будет снижаться по мере реализации перспективных проектов Норникеля. В примечании к таблице предлагается указать, что весь имеющийся избыток зарезервирован под перспективные проекты ПАО «ГМК «Норильский никель»	не учтено	Информация о перспективных инвестиционных проектах ПАО «ГМК «Норильский никель» в соответствии с подпунктом «а» пункта 20 Правил разработки ДПР, не поступала

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
16	Немченко Сергей Александрович	ПАО ГМК «Норильский Никель»	Приложение 7. Изменение установленной мощности ТЭС	Приложение 7. Перечень существующих объектов по производству электрической энергии (тепловых электростанций), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более Электроэнергетическая система Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края 1.Учесть ввод в работу в 2025 году энергоблока №2 ТЭЦ-2 с установленной мощностью, аналогичной блоку №1 (108,7 МВт)	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР, Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать проекту СиПР ЭЭС России. Пунктом 59 Правил разработки ДПР установлен исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования проекта СиПР ЭЭС России, к которым относятся высокогарантированные вводы, подтвержденные обязательствами собственников на ОРЭМ или перед ФОИВ. В проекте СиПР ЭЭС России и, как следствие, проекте Генеральной схемы отсутствуют изменения установленной мощности за счет ввода в эксплуатацию энергоблока № 2 на Норильской ТЭЦ-2 в 2025 году, в связи с их несоответствием критериям, установленным пунктом 59 Правил разработки ДПР. В случае фактического изменения мощности Норильской ТЭЦ-2 указанные изменения будут учтены при формировании балансовой ситуации в рамках последующей актуализации документов перспективного развития. В соответствии с пунктом 33 Правил разработки ДПР, проводится актуализация положений Генеральной схемы в части периода с 4-го по 18-й год включительно долгосрочного периода за исключением долгосрочного прогноза потребления. В рамках актуализации будет пересмотрен состав генерирующего оборудования в соответствии с актуализированной рациональной перспективной структурой генерирующих мощностей и актуальными исходными данными
17	Немченко Сергей Александрович	ПАО ГМК «Норильский Никель»	Приложение 7. Изменение установленной мощности ТЭС	Приложение 7. Перечень существующих объектов по производству электрической энергии (тепловых электростанций), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более Электроэнергетическая система Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края 2.Решение о сроках вывода из работы одного турбоагрегата Т-100/120-1130-3 ТЭЦ-3 (энергоблок №1 или №2), указанного в Приложении 7, на текущий момент не принято. Соответствующую позицию из Приложения №7 необходимо исключить	учтено	Приложение № 7 к Генеральной схеме скорректировано в части исключения вывода из эксплуатации турбоагрегата № 2 Норильской ТЭЦ-3 в 2031 году
18	Министерство промышленности и энергетики Ростовской области	Министерство промышленности и энергетики Ростовской области	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Проектом генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года в Ростовской области предполагается строительство Новочеркасской АЭС с установленной мощностью 2510 МВт в 2036-2038г.г. Город Новочеркасск является столицей Донского казачества, входит в Ростовскую агломерацию и является туристическим центром области. Размещение атомной станции вблизи активно развивающегося мегаполиса может вызвать рост социальной напряженности среди большой части населения Ростовской области. При этом в г. Волгодонске Ростовской области сформировался крупный кластер атомной промышленности на базе Ростовской АЭС (4 блока) и производственного комплекса «Атоммаш» «АЭМ-технологии». За 45-летнюю историю Волгодонский филиал НИЯУ МИФИ подготовил несколько поколений атомщиков. Многие жители г. Волгодонска работают на предприятиях атомной отрасли, поддерживают инициативы госкорпорации «Росатом». В настоящее время г. Волгодонск развивается как промышленный, культурный и научный центр восточных территорий. Дополнительный импульс его развитию придаст строительство автомагистрали «Тюмень-Краснодар». С целью недопущения возникновения высокой социальной напряженности предлагается рассмотреть вариант строительства атомной станции рядом с г. Волгодонском (или расширения Ростовской АЭС до 6 блоков), предусмотрев в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 15.10.1992 № 763 в сводке затрат выделение средств в объеме 10% на строительство объектов социальной сферы близлежащих муниципальных образований	учтено частично	Проект Новочеркасской АЭС исключен из проекта генеральной схемы. Местоположение новой АЭС в ОЭС Юга будет уточнено по результатам предпроектных проработок
19	Пыжьянов Никита Алексеевич	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Размещение атомной электростанции мощностью 5 ГВт в Красноярском крае представляется серьёзной угрозой угольной отрасли страны. Объёмы добычи угля Кузнецкого и Канско-Ачинского угольных бассейнов в значительной мере ограничиваются провозной способностью железнодорожной сети и могут поддерживаться на оптимальном уровне только за счёт использования угля в непосредственной близости к местам его добычи. Использование угля вблизи месторождений выгодно ещё и в отношении сравнительно малозатратной логистики. Стратегически верным для национальной экономики решением видится размещение в Сибири электростанций большой мощности на основе местного угля с максимально простой и короткой схемой доставки топлива, дальнейшее развитие Сибирского федерального округа в качестве главного энергетического макрорегиона России, привлекательного для развития энергоёмких отраслей экономики. Масштабирование угледобычи и предсказуемый и стабильно высокий спрос на уголь со стороны местных предприятий – путь к существенному снижению стоимости тонны угля и произведённого киловатт-часа в пределах макрорегиона. Размещение в Красноярском крае АЭС большой мощности приведёт к нелепой с точки зрения экономической	учтено частично	Проект Красноярской АЭС исключен из проекта Генеральной схемы. Для обеспечения прогнозируемого потребления электрической энергии и мощности проектом Генеральной схемы предусмотрено строительство новой ТЭС на угольном топливе в энергосистемах Красноярского края или Кемеровской области установленной мощностью 1000 МВт со сроком ввода в эксплуатацию в 2031 году

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				географии ситуации, когда спрос на электроэнергию в Сибири покрывается нетребовательной к близости ресурсной базы атомной генерацией, а Сибирский уголь, продукт крайне низкого передела, преодолевает тысячи километров, излишне загружая железнодорожную сеть и электростанции в других регионах России для нужд транспортировки. Чтобы прочно закрепить за собой статус энергетической сверхдержавы, России необходимо осваивать комплекс технологий чистого и экономически эффективного сжигания угля, включая проекты энергоблоков предельной единичной мощности на ультрасверхкритических параметрах пара. Применительно к угольной энергетике иных возможных регионов размещения таких передовых энергоблоков, кроме Сибири, на территории России просто не может быть. Строительство мощной АЭС создаст неоправданную с точки зрения общенациональных интересов конкуренцию угольной энергетике в Сибири и затормозит развитие всей угольной отрасли, по меньшей мере, на несколько десятилетий. Настоятельно рекомендуется рассмотреть альтернативный вариант покрытия ожидаемого дефицита электроэнергии за счёт строительства одной или нескольких угольных электростанций на базе энергоблоков единичной мощностью не менее 800 МВт. При выборе площадок размещения угольных КЭС рекомендуется руководствоваться близостью ресурсной базы, максимальной простотой и краткостью путей доставки топлива по возможности без задействования железнодорожного транспорта. Для сохранения общего объёма ввода генерирующих мощностей на основе атомных электростанций предлагается в качестве альтернативного варианта размещения АЭС рассмотреть один из регионов Приволжского федерального округа, как макрорегиона с большой концентрацией городов-миллионников и крупных промышленных предприятий, с перспективой стать узлом для ключевых транспортных коридоров, географически расположенного между двумя другими федеральными округами с энергоёмкой экономикой – Уральским и Центральным. Учитывая территориальное распределение крупных узлов нагрузки и расположение действующих АЭС, рекомендуется рассмотреть для размещения новой АЭС преимущественно Республику Татарстан или Нижегородскую область		
20	Пыжьянов Никита Алексеевич	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Предлагается при сохранении планируемого объёма ввода генерирующих мощностей на основе атомных энергоблоков минимизировать количество площадок их размещения. Это позволит оптимизировать сложную инфраструктуру, необходимую как для строительства, так и для функционирования ядерных энергообъектов. Например, для строительства новых энергоблоков на быстрых нейтронах в ОЭС Урала вместо Рефтинской АЭС и Южноуральской АЭС использовать площадку действующей Белоярской АЭС. Для строительства четырёх новых энергоблоков типа ВВЭР-С/600 на Дальнем Востоке предлагается ограничиться одной площадкой в Приморском крае. Учитывая экономическую специализацию региона на достаточно энергоёмких отраслях промышленности и логистике, относительно высокую плотность и долю городского населения в его южной части, достаточно высокие темпы роста экономики и энергопотребления, а также имеющийся дефицит электроэнергии и наличие схожих черт с островной энергосистемой в силу территориальной удалённости основных узлов электропотребления от остальной части ОЭС Востока, возможные опасения локальной избыточности базовых генерирующих мощностей не представляются существенными. По мере ввода новых атомных энергоблоков имеющиеся генерирующие мощности на основе угля могут применяться в большей степени для полупикового регулирования нагрузки и в качестве резервных источников. Мощность, генерируемая Приморской ГРЭС, может быть постепенно перенаправлена в сторону Хабаровского края, для чего в перспективе может потребоваться ввод новой ВЛ 500 кВ между Приморской ГРЭС и одной из подстанций 500 кВ Хабаровского края. Строительство новой АЭС в Ростовской области в относительной близости к существующей Ростовской АЭС также представляется мало оправданным. Действующая Ростовская АЭС уже обладает развитой схемой выдачи мощности, которая при расширении станции на два энергоблока может быть дополнительно усилена в направлении основных энергодефицитных районов	не учтено	В соответствии с пунктом 18 Правил разработки ДПР, исходные данные для разработки Генеральной схемы предоставляются ГК «Росатом». Площадки для размещения новых АЭС были выбраны с учетом требований НП-032-19, а также на основании рациональной структуры генерирующих мощностей, которая была разработана в соответствии с Главой III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность)
21	Пыжьянов Никита Алексеевич	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Предложенная в п. 6.2.4 Обосновывающих материалов и на с. 5 Приложения 11 схема выдачи мощности Новочеркасской АЭС представляется не адекватной совокупной мощности электростанции, единичной мощности генераторов в её составе, а также ожидаемой роли электростанции в энергосистеме. 1. Учитывая, что наиболее благоприятные условия работы АЭС – покрытие базовой части нагрузки, схема выдача мощности не должна ограничивать режимы работы электростанции в часы минимального потребления мощности в близлежащей сети. Ограничивать режимы работы Новочеркасской АЭС в предложенной схеме могут не только непосредственно примыкающие к электростанции ЛЭП 220 кВ, но и смежные с ними ЛЭП того же класса напряжения, а также автотрансформаторы 500/220 кВ и 330/220 кВ на ближайших подстанциях более высоких классов напряжения. Предполагается, что в отдельных схемно-режимных ситуациях возможна нехватка не только пропускной способности в сети 220 кВ, но и автотрансформаторной	учтено частично	Проект Новочеркасской АЭС исключен из проекта генеральной схемы. Местоположение новой АЭС в ОЭС Юга будет уточнено по результатам предпроектных проработок

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				мощности 500/220 кВ и 330/220 кВ, необходимой для передачи локальных избытков мощности в вышестоящие сети 500 и 330 кВ. Дополнительным осложняющим фактором может стать высокая загрузка близлежащих генерирующих мощностей на основе ВИЭ. 2. В силу высоких значений токов рабочих режимов и токов короткого замыкания, подключение двух генераторов мощностью 1255 МВт каждый к распределительному устройству 220 кВ потребует оснащения распредустройства самой электростанции и смежных подстанций оборудованием с необоснованно высокими для указанного класса напряжения характеристиками. 3. Из-за возможно слабых связей с энергосистемой и генераторами других крупных электростанций, возможны технические сложности в части обеспечения результирующей устойчивости в западной части ОЭС Юга. Кроме схемы выдачи мощности, сам вариант размещения АЭС также представляется неоптимальным. В регионе уже имеется действующая атомная электростанция с сопутствующей необходимой инфраструктурой. В качестве альтернативного варианта предлагается размещение двух энергоблоков по 1255 МВт каждый на площадке действующей Ростовской АЭС с выдачей мощности обоих энергоблоков в сеть класса напряжения 500 кВ. Предлагается усиление схемы выдачи мощности Ростовской АЭС на напряжении 500 кВ в направлениях г. Волгограда (с продлением в направлении ОЭС Средней Волги), г. Астрахани, Краснодарского края и Республики Дагестан, увеличение автотрансформаторной мощности 500/220 кВ в районе агломерации г. Ростов-на-Дону и непосредственно на площадке Ростовской АЭС		
22	Титов Сергей Михайлович	АО «Сибирский химический комбинат»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	По результатам рассмотрения проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года предлагается внести изменения в части размещения атомных электростанций. С учетом геополитической обстановки, в целях обеспечения надежного функционирования энергосистем, реализации политики постепенного замещения новым эффективным оборудованием выбывающего из эксплуатации оборудования, обеспечения энергетической безопасности региона и стратегического резерва, предлагается разместить двухблочную атомную электростанцию с двумя энергоблоками РБН суммарной установленной мощностью 2510 МВт в г. Северске Томской области. С учетом выбора оптимального варианта размещения Северской АЭС, и нахождением в непосредственной близости населенных пунктов, в том числе и областного центра, реализация данного проекта предусматривает возможность обеспечения населения не только электрической, но и тепловой энергией от АЭС. К достоинствам реализации данного проекта следует отнести непосредственную близость от предполагаемого размещения Северской АЭС подстанции 500 кВ Томская (около 30 км), а также наличие в регионе необходимой инфраструктуры, научно-технической базы, и высококвалифицированных кадров. Перспективный график ввода в эксплуатацию Северской АЭС приведен в приложении 1	учтено	Проект Северской АЭС (г. Северск, Томская область) включен в проект генеральной схемы
23	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Обосновывающие материалы стр. 53, 54 таблица 18 Дать пояснение – указанный прогноз экспорта электрической энергии и мощности в Китай (4500 млн.кВт.ч/1000 МВт) учитывает существующий баланс энергосистемы Дальнего Востока или планируется экспорт электрической энергии и мощности от вновь введенных генерирующих мощностей для обеспечение указанных объемов. При существующем балансе энергосистемы указанный объем экспорта окажет влияние на режим работы ТЭС АО “ДГК” по покрытию дефицита мощности во 2-ой синхронной зоне, а также на согласование АО “СО ЕЭС” плановых ремонтов энергетического оборудования. Предлагается рассмотреть возможность исключения из баланса электрической энергии и мощности экспорта электроэнергии в Китай	не учтено	Прогноз экспортных поставок электрической энергии и мощности принят в соответствии с данными ПАО «Интер РАО», направленными согласно требованиям Правил предоставления информации. Обеспечение потребности в электрической энергии и мощности с учетом экспортных поставок планируется за счет существующих, а также планируемых к вводу генерирующих мощностей. Исключение из баланса электрической энергии и мощности экспортных поставок электрической энергии в электроэнергетическую систему Китайской Народной Республики в условиях наличия сведений ПАО «Интер РАО» о планах по их осуществлению не представляется возможным. При этом, вопрос фактического ограничения экспортных поставок электрической энергии в электроэнергетическую систему Китайской Народной Республики не находится в компетенции АО «СО ЕЭС»
24	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Обосновывающие материалы стр. 57 таблица 20 При выборе рациональной структуры мощностей для ГЭС и ГАЭС некорректно использовать единые усредненные показатели ЧЧИУМ, т.к. данный показатель является вторичным показателем и напрямую зависит от характеристик конкретных электростанций, учитываемых при выборе рациональной структуры	не учтено	В рамках разработки Генеральной схемы формируется рациональная перспективная структура генерирующих мощностей в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, и масштаб их развития определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Для сопоставления ГЭС (ГАЭС) с другими конкурирующими генерирующими технологиями на конкретной территории используется значение ЧЧИУМ, средневзвешенное по наиболее проработанным проектам ГЭС (ГАЭС) на данной территории

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
25	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Обосновывающие материалы стр. 57 таблица 20 Дать пояснение по расчетной цене топлива (уголь) по ОЭС Востока на 2042 год для ПСУ – 5,65 тыс.руб/т.у.т, при этом по АО “ДГК” в 2023-2024 годах цена топлива (уголь) для ПСУ и котельных составила 7,29 – 7,44 тыс.руб/т.у.т	учтено	Цены на уголь для ТЭС по ОЭС Сибири и ОЭС Востока рассчитаны как средневзвешенные (без разбивки на бурый и каменный угли) по имеющимся отчетным данным
26	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Обосновывающие материалы стр. 58 таблица 21 Представленные расчетные значения LCOE для ВЭС и СЭС некорректно сравнивать с аналогичными показателями других типов станций из-за разного срока их эксплуатации. Так, срок эксплуатации оборудования СЭС и ВЭС составляет порядка 10-15 лет, после чего его необходимо менять, а срок эксплуатации генерирующего оборудования электростанций остальных типов составляет более 50 лет. Таким образом, для получения сопоставимых характеристик LCOE необходимо учитывать одинаковый временной интервал времени, что приведет к необходимости учета неоднократного обновления оборудования СЭС и ВЭС. В результате этого показатели LCOE для СЭС и ВЭС должны ухудшиться по сравнению со станциями остальных типов	не учтено	Расчет LCOE осуществляется в соответствии с пунктом 50 Методических указаний. Расчет LCOE осуществляется за весь жизненный цикл технологии, который принимается с учетом срока службы основного энергетического оборудования и является разным для разных генерирующих технологий
27	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Обосновывающие материалы стр. 65 таблица 23 В 2025-2030 годах во второй синхронной зоне запланирован ввод негарантированных источников электроэнергии ВЭС-1800 МВт, СЭС-1000 МВт. Дать пояснение – учтены ли в базовых удельных капитальных затратах ВИЭ и расчетных значений LCOE стоимость поддержания гарантированных источников электроэнергии – дизельного оборудования	не учтено	В соответствии с требованиями пункта 53 Методических указаний стоимость поддержания гарантированных (резервных) источников электроэнергии при расчете удельных капитальных затрат не учитывалась
28	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Обосновывающие материалы, стр. 73,74 таблица 26 При разработке предложений покрытия дефицита мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области утверждается, что для покрытия дефицита мощности в объеме порядка 2200 МВт необходимо сооружение двух ППТ. В качестве альтернативы рассматривается до четырех ЛЭП переменного тока напряжением 750 кВ. Необходимо отметить, что ЛЭП переменного тока напряжением 750 кВ свободно может передавать 1000-1500 МВт, что сопоставимо с предлагаемыми передачами ПТ пропускной способностью порядка 1100 МВт. Таким образом для покрытия дефицита мощности необходимо не четыре ЛЭП 750 кВ, а две ЛЭП 750 кВ. Принимая во внимание, что стоимость ППТ существенно увеличивается за счет преобразовательных подстанций, то в данном случае предложение о сооружении ППТ не является очевидным с технической и экономической точек зрения и требует дополнительных исследований. Так как в России отсутствует производство комплектующих преобразовательных подстанций, то их реализация за счет импортного оборудования может привести к негативным последствиям, аналоги которых возникают в настоящей момент с импортным оборудованием, используемым на объектах ЕЭС России	учтено частично	В результате выполненной оптимизации технических решений, необходимых для покрытия указанного дефицита мощности в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, выбран наиболее экономичный вариант, который включает в себя следующие электросетевые мероприятия: • строительство ЛЭП 750 кВ от ПС 750 кВ Грибово до новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области; • строительство ЛЭП 750 кВ от Курской АЭС до новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области; • строительство ППТ пропускной способностью 1500 МВт от Нововоронежской АЭС до преобразовательной ПС в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области. Вопросы, связанные с потребностями в оборудовании для проектов ППТ, объемами импорта и перспективами локализации производства, не должны решаться в рамках Генеральной схемы
29	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Обосновывающие материалы, стр. 74 таблица 26 Учитывая большое количество связей рассматриваемого района вызывает сомнение значительное (на 1700 МВт) снижение пропускной способности в ремонтной схеме (с 7400 до 5700 МВт). При этом двумя строками ниже говорится, что это наблюдается после наиболее тяжелого нормативного возмущения (вероятно, в нормальной схеме). Судя по всему, в результате нормативного возмущения наблюдается отключение нескольких элементов сети. Поэтому такую ситуацию нельзя рассматривать как ремонтную, т.к после отключения нескольких элементов сети большинство из них могут быть включены в работу за время оперативных переключений	не учтено	Данное ремонтное снижение пропускной способности, связано с отключением одного элемента электрической сети ВЛ 500 кВ Ногинск - Каскадная, которое сказывается на совокупной пропускной способности контролируемых сечений, ограничивающих указанный энергорайон. Отключение указанной ВЛ 500 кВ приводит к столь значительному снижению пропускной способности в контролируемых сечениях, а также к снижению эффективности загрузки генерации в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с точки зрения влияния на перетоки в контролируемых сечениях
30	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Раздел 5 Результаты расчетов балансовой надежности стр. 71 «Следует отметить, что на 2042 год большинство зон надежности имеют избыточный относительно нормативного уровень балансовой надежности, по отдельным зонам приближающийся к единице. Проведенный анализ показывает, что без нарушения нормативного уровня балансовой надежности в ЕЭС России в 2042 году возможен дополнительный вывод из эксплуатации более 13,4 ГВт наименее эффективных генерирующих мощностей.» Из указанного утверждения можно сделать вывод, что в системе имеются существенные	не учтено	В соответствии с пунктом 117 Методических указаний состав неэффективных генерирующих мощностей может быть сокращен с учетом ряда факторов. Дополнительным фактором формирования избытка мощности является необходимость сохранения мощностей ТЭЦ, необходимых для обеспечения эффективного теплоснабжения. В энергозонах, в которых локализуется избыток мощности, обусловливающий завышенный относительно нормативного уровень балансовой надежности, объемы ввода в эксплуатацию нового генерирующего оборудования минимизированы с учетом указанных факторов

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				избытки мощности. Если это так, то предложения о вводе ряда новых генерирующих мощностей остается под вопросом, т.к. является избыточным. Следовательно, объем ввода новых генерирующих мощностей должен быть пересмотрен в сторону уменьшения. Следует отметить, что озвученное утверждение справедливо не только для 2042 года, но и для других лет также наблюдается превышение показателя балансовой надежности над нормативным значением. В соответствии с п.116 Методических указаний по проектированию развития энергосистем если происходит такая ситуация, то при разработке генеральной схемы должен быть определен состав неэффективных генерирующих мощностей, что не отражено в Проекте		
31	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Раздел 6.2 Предварительные технические решения, необходимые для реализации схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии стр. 76 При определении предварительных технических решений, необходимых для реализации схем выдачи мощности электростанций, утверждается, что были выполнены расчеты электроэнергетических режимов на уровне 2036 года. Чем обусловлен выбор данной реперной точки? Целесообразней было бы выполнять расчеты на крайний год – 2042, для которого все из рекомендуемых электростанций находятся в работе. Выбор промежуточного года не позволяет определить оптимальные решения для электростанций, которые к 2036 году не достигнут своей максимальной мощности	не учтено	Выбор расчетной точки в 2036 году обусловлен подпунктом «и» пункта 15 Правил разработки ДПР, в котором говорится, что в генеральную схему включаются мероприятия по электросетевому строительству, обеспечивающие выдачу мощности объектов по производству электрической энергии, на период с 1-го по 12-й год долгосрочного периода. То есть в генеральной схеме до 2042 года разрабатываются предварительные технические решения по СВМ электростанций с годами реализации до 2036 года. При этом в случае, если электростанция, кроме блоков планируемых к вводу до 2036 года включительно, имеет в планах ввод блоков после 2036 года, то при разработке СВМ для определения оптимального решения расчеты электроэнергетических режимов выполнялись на год ввода последнего блока с выдачей максимальной мощности электростанции
32	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Раздел 6.2.9 Схема выдачи мощности Мокской ГЭС стр. 135 При определении предварительных решений по СВМ Мокской ГЭС предложено сооружение двух ППТ: ППТ ±500 кВ «Мокская ГЭС – Чита» пропускной способностью 1000 МВт ориентировочной протяженностью 600 км и ППТ ±500 кВ «Ключи – Чита» пропускной способностью 1000 МВт ориентировочной протяженностью 800 км. Учитывая характеристики Мокской ГЭС, ее загрузка большее время года составит не более 700 МВт. Таким образом, Мокская ГЭС будет полностью использована для покрытия потребности в мощности потребителей северной части энергосистемы Иркутской области, северной части энергосистемы республики Бурятия. Также от Мокской ГЭС, возможно, будет осуществляться передача мощности в северную часть энергосистемы Забайкальского края и южные районы энергосистемы Западной Якутии. В этой связи сооружение электропередачи ППТ «Мокская ГЭС – Чита» не обосновано. Необходимость сооружения ППТ «Ключи – Чита» не связано с вводом в эксплуатацию Мокской ГЭС и должно обосновываться независимо от ввода Мокской ГЭС	не учтено	Мероприятия для реализации СВМ Мокской ГЭС разработаны в соответствии с требованиями Методических указаний, и обеспечивают выдачу всей располагаемой мощности электростанции в объеме 1200 МВт. При выполнении расчетов электроэнергетических режимов в прилегающей электрической сети к Мокской ГЭС учтены вводы Тельмамской ГЭС установленной мощностью 450 МВт и Ивановской ГЭС установленной мощностью 210 МВт. С учетом ввода новой генерации в указанном объеме Бодайбинский энергорайон Иркутской области становится сильно избыточным по мощности, в связи с чем мощность Мокской ГЭС целесообразно использовать для покрытия дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири посредством рекомендуемых к сооружению ППТ «Мокская ГЭС - Чита» и ППТ «Ключи – Чита». При этом необходимо отметить, что сооружение ППТ «Ключи – Чита» также требуется для передачи мощности от Мокской ГЭС, так как пропускная способность электрических сетей энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия не позволяет распределить и передать в энергосистему Иркутской области мощность, получаемую от Мокской ГЭС в объеме 1000 МВт. Возможным альтернативным решением передачи мощности с помощью ППТ «Мокская ГЭС – Чита» и ППТ «Ключи – Чита» может быть сооружение ЛЭП переменного тока 500 кВ, которых потребуется порядка четырех на каждом указанном транзите с учетом их эффективности и необходимости резервирования. Стоимость сооружения таких ЛЭП будет значительно превышать оценочную стоимость ППТ
33	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Приложение 8. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ТЭС	В проекте Генсхемы отсутствует планируемая строительством Туймаада ТЭЦ (Якутская ГРЭС-2 (2-я очередь) установленной мощностью 160 МВт (2хПТ-80-12,8), сроки ввода — 2026г. - 80 МВт; 2027г. - 80 МВт. Обоснование: «Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 N 2101-р (ред. от 31.08.2024) Об утверждении комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года», запланировано Строительство Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь) мощностью 160 МВт для замещения выводимой из эксплуатации Якутской ГРЭС	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы и обосновывающих материалов
34	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Приложение 9. Балансы мощности	Приложение 9 Балансы мощности Таблица 6 Баланс мощности Анадырского энергоузла электроэнергетической системы Чукотского автономного округа Необходимо пояснить снижение максимума потребления мощности в 2042 году либо скорректировать данные по максимуму потребления мощности	не учтено	Уровень максимума потребления мощности Анадырского энергоузла определен в соответствии с пунктом 27 Методических указаний по прогнозированию. В соответствии с подпунктом «г» пункта 6 Методических указаний по прогнозированию, долгосрочный прогноз потребления разрабатывается на основе сведений о реализуемых и планируемых к реализации на территории субъектов Российской Федерации в течении долгосрочного периода инвестиционных проектов. Ввиду отсутствия инвестиционных проектов, которые предоставляются ОИВ субъектов РФ, тенденция изменения максимума определяется прогнозным уровнем потребления электрической энергии, разрабатываемым на основе пункта 6 Методических указаний по прогнозированию
35	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Приложение 9. Балансы мощности	Приложение 9 Балансы мощности Таблица 7 Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области Необходимо скорректировать объем требуемого резерва мощности (в соответствии с	не учтено	В таблице 7 «Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области» приложения 9 требуемый резерв мощности для ТИТЭС определен по

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				пояснением к таблице 7, требуемый резерв мощности определен по условию резервирования двух единиц генерирующего оборудования) на уровне 2025 года (190 МВт), на уровне 2026-2027 гг. (191 МВт) и начиная с 2028 года (192 МВт). Не вполне ясно, как получены эти значения, учитывая единичные мощности в настоящее время установленной на электростанциях энергосистемы генерирующего оборудования		условию резервирования 2-х единиц генерирующего оборудования при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92
36	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Приложение 9. Балансы мощности	Приложение 9 Балансы мощности Таблица 8 Баланс мощности электроэнергетической системы Магаданской области Необходимо пояснить, как получена приведенная динамика резерва мощности (в соответствии с пояснением к таблице 8, требуемый резерв мощности определен по условию резервирования двух единиц генерирующего оборудования), либо скорректировать значения (388 МВт в период 2025-2030 гг., 389 МВт в период 2031-2036 гг., 390 МВт на уровне 2042 года). Наиболее крупные агрегаты в энергосистеме Магаданской области – 180 МВт на Колымской ГЭС и 142,5 МВт на Усть-Среднеканской ГЭС	не учтено	В таблице 8 «Баланс мощности электроэнергетической системы Магаданской области» приложения 9 требуемый резерв мощности для ТИТЭС определен по условию резервирования 2-х единиц генерирующего оборудования при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92
37	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Приложение 10. Балансы электрической энергии	В представленных балансах не приведены показатели числа часов использования мощности тепловых электростанций, что не позволяет оценить их загрузку на перспективу	не учтено	Балансы электрической энергии выполнены с учетом требований раздела VII Методический указаний. При определении загрузки станций и формировании балансов электрической энергии учитываются требования Методических указаний в части ЧЧИУМ ТЭС. ЧЧИУМ ТЭС определяется в соответствии с пунктом 125 «и» Методических указаний с учетом ограничений каждой конкретной электростанции, а при отсутствии указанной информации принимается равным 6500 часов
38	Ларченко Евгений Викторович	ПАО «РусГидро»	Общее предложение	Представленный в проекте Генеральной схемы долгосрочный прогноз спроса на электроэнергию не детализирован до уровня территориальных энергосистем (кроме технологически изолированных территориальных энергосистем). Считаем необходимым представить прогноз по всем территориальным энергосистемам. Необходимо привести перечень крупных (энергоёмких) перспективных потребителей, ввод в эксплуатацию которых учтён в период после 2030 года (за пределами периода СиПР ЭЭС на 2025-2030 гг.)	не учтено	В соответствии с подпунктом «а» пункта 15 Правил разработки ДПР, Генеральная схема содержит долгосрочный прогноз потребления электрической энергии и мощности по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС на долгосрочный период, и не предусматривает представление прогноза по территориальным энергосистемам. В соответствии с подпунктом «г» пункта 6 Методических указаний по прогнозированию, долгосрочный прогноз потребления разрабатывается на основе сведений о реализуемых и планируемых к реализации на территории субъектов Российской Федерации в течении долгосрочного периода инвестиционных проектов. Пункт 15 Правил разработки ДПР не предусматривает представление в Генеральной схеме перечня инвестиционных проектов, учтенных при разработке долгосрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности
39	Петров Юрий А.	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Добрый день уважаемые коллеги! Прошу рассмотреть моё предложение по вопросу размещения генерирующих мощностей Красноярской АЭС. Вступление. В настоящий момент местоположение выбрано исходя из следующих факторов: 1 это наличие в непосредственной близости подходящей для вывода заявленной генерации ПС Итатская; 2 это обеспечение водой из Березовского вдхр. которое ранее было спроектировано под две очереди одноименной угольной ГРЭС; 3 равноудаленности и обеспечения логистики перевозки грузов и материалов со строительством города атомщиков, либо переформатирования в него города Шарыпово. Однако размещение в указанном месте сразу 4 блоков заявленной мощности не приведет к полному раскрытию их потенциала, так как крайне важной задачей будет стоять надежное, экологичное, прогнозируемое по цене обеспечение тепловой энергией крупных агломераций. Предложение. Прошу Вас рассмотреть возможность вместо заявленной централизованной электрической генерации Красноярской АЭС предусмотреть распределенную генерацию с обеспечением электрической и тепловой энергией на базе реакторов БРЕСТ следующим образом: 1. Станция дублер угольной Назаровской ГРЭС ввиду морального и физического устаревания станции и необходимости обеспечения теплом агломерации города Назарово и промышленных предприятий. Разместить атомную тепло электро централь далее АТЭЦ мощностью электрической 1200МВт тепловой 1000 Гкал/ч. Вывод мощности сопряжение с ОРУ НГРЭС. Источник воды река Чулым. 2. Ввиду необходимости обеспечения растущих потребностей железногорского ГХК и городов Железногорск, Сосновоборск, поселка Подгорный, поселка Новый Путь на базе недостроенного до проектной мощности энергокомплекса ТЭЦ-4 в городе Сосновоборск разместить АТЭЦ мощностью электрической 1200МВт тепловой 1000 Гкал/ч. Вывод мощности строительство новой подстанции с подключением к линиям 200кВ и 500кВ. Источник воды река Енисей. 3. Станция дублер угольной Красноярской ГРЭС -2 ввиду морального и физического устаревания станции и необходимости обеспечения теплом агломерации города Зеленогорск и промышленных предприятий в том числе электрохимического завода. Разместить АТЭЦ мощностью электрической 1200 МВт ожидтепловой 1000 Гкал/ч Вывод мощности сопряжение с ОРУ КГРЭС-2. Источник воды река Кан. 4. Ввиду необходимости развития Экотехнопарка Восток, решения вопроса использования территории бывшего предприятия Усолье Химпром и обеспечения устойчивого развития агломерации населенного пункта Усолье-Сибирское. Разместить АТЭЦ мощностью электрической 1200МВт тепловой 1000 Гкал/ч. Вывод мощности строительство новой подстанции с подключением к линиям 200кВ и 500кВ на участке до ПС	учтено частично	Проект Красноярской АЭС исключен в пользу строительства двух АЭС меньшей мощности - Северской АЭС (г. Северск, Томская область) и Восточно-Сибирской АЭС. Местоположение Восточно-Сибирской АЭС будет уточнено по результатам предпроектных проработок

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				Ангарского электрохимического комбината. Источник воды река Ангара. Вывод. На представленных к рассмотрению площадках ожидаемое потребление тепла сопоставимо и составляет на обозримую перспективу величину до 1000 Гкал/ч. Распределённая генерация электрической энергии в указанном объёме направленая как на замену выбывающих угольных мощностей так и на увеличение генерации само по себе не приводит к необходимости проведения единомоментной и повсеместной в рассматриваемом районе реконструкции с увеличением пропускной способности существующих сетей 200кВ и 500кВ, но в перспективе закладывает возможность продления и перехода на класс напряжения 750-1100кВ линии от ПС Итатская Шарыпоского района через Красноярский край и Иркутскую область с целью объединения и синхронизации энергосистем Сибири и Дальнего Востока и с созданием межгосударственной линии электропередач в Монголию. Так же стоит заметить что на площадках в Железногорске, Зеленогорске и Усолье Сибирском реакторы БРЕСТ могут работать не только в замкнутом режиме фабрикации рефабрикации топлива как сейчас строится БРЕСТ ОД-300 в Северске, но как замыкающие цикл на существующих реакторах медленных тепловых нейтронах, которые могут находиться территориально на неограниченном расстоянии от них. Благодарю за внимание!		
40	Яскин Владислав Николаевич	Физическое лицо	Общее предложение	Здравствуйте. Строительство АЭС в г.Фокино в Приморском крае считаю крайне нежелательным ввиду исключительной опасности предполагаемого объекта в случае аварийной ситуации - как для жителей Приморья, так и для уникальной приморской природы - моря и тайги, наполненной огромным количеством краснокнижных животных и уникальных реликтовых растений. Невозможно создавать "Землю Леопарда", усиливать защиту амурского тигра в уссурийской тайге, заниматься вопросами экологии Морского заповедника в заливе Петра Великого, и в то же время создавать угрозу их существования строительством подобных объектов. Никакие экономические и энергетические выгоды в моменте не перевесят вполне понятных и известных возможных последствий в случае нештатной ситуации. Позиция атомщиков тоже известна - "в сфере повышения безопасности АЭС много сделано". Но сделать всё, наверное, невозможно. Во всяком случае, передовая технологическая страна Япония с этим не справилась, и тихоокеанский регион по нарастающей продолжает испытывать последствия фукусимских событий. Необходимо искать альтернативные источники повышения энергетических мощностей в нашем уникальном крае	не учтено	В соответствии с пунктом 18 Правил разработки ДПР, исходные данные для разработки Генеральной схемы предоставляются ГК «Росатом». Площадки для размещения новых АЭС были выбраны с учетом требований НП-032-19, а также на основании рациональной структуры генерирующих мощностей, которая была разработана в соответствии с Главой III Методических указаний
41	Иглин Владимир Борисович	Общественный совет по стратегическому планированию при Думе городского совета при Думе г.о. Тольятти	Общее предложение	• Предложение №1 - восстановление в Тольятти Мощного Испытательного Стенда (МИС) 500кВ (филиала ВЭИ имени В.И.Ленина) для проведения электродинамических испытаний силовых трансформаторов на стойкость к токам короткого замыкания. Обоснование. К настоящему времени испытательное оборудование МИС демонтировано, но сохранились площадка ОРУ-500, испытательные корпуса, подъездные железнодорожные пути, линия 500 кВ, подстанция 110 кВ, которая обеспечивала собственные нужды МИС. Существует потенциальная возможность возрождения МИС для решения современных задач, предусмотренных стратегией развития электроэнергетики России на период до 2042 г., в частности, по созданию электрического моста Восток — Запад, Север - Юг. Источник. Технические и организационные методы разработки и проектирования энергетических объектов при испытаниях на мощном испытательном стенде А.Ю. Хренников, Д.Т.Н., «НТЦ Россети ФСК ЕЭС» Р.Н. Шульга, К.Т.Н., ВЭИ – филиал ФГУП«РФЯЦ–ВНИИТФ»	не учтено	Предложение не подлежит отражению в Генеральной схеме, содержание которой определяется пунктом 15 Правил разработки ДПР
42	Иглин Владимир Борисович	Общественный совет по стратегическому планированию при Думе городского совета при Думе г.о. Тольятти	Общее предложение	• Предложение №2 - Получение электроэнергии для Тольятти не только от двух ТЭЦ, но и от второго источника (Жигулевской ГЭС). Обоснование. "СП 42.13330.2016. Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*" (утв. Приказом Минстроя России от 30.12.2016 N 1034/пр). п.12.20 «Электроснабжение городов и сельских поселений следует предусматривать от районной энергетической системы. В случае невозможности или нецелесообразности присоединения к районной энергосистеме электроснабжение предусматривается от отдельных электростанций. Электроснабжение городов должно осуществляться не менее чем от двух независимых источников электроэнергии»	не учтено	Энергосистема Самарской области работает синхронно в составе ЕЭС России. Соответственно, потребители г. Тольятти имеют возможность получать электрическую энергию от любой электростанции, функционирующей в ЕЭС России. Требования к надежности электроснабжения в отношении энергорайона г. Тольятти при этом обеспечиваются
43	Иглин Владимир Борисович	Общественный совет по стратегическому планированию при Думе городского совета при Думе г.о. Тольятти	Общее предложение	• Предложение №3 – Сделать приложение к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года - «Схема ЛЭП России для формирующихся международных транспортных коридоров», например, «Север-Юг» и «Запад-Восток». Обоснование. Этот подход позволит регулировать такие функции государства как - строительство и функционирование транспортных коридоров, развитие населённых пунктов, установление экономических связей и регулирование отношений со странами на территории формирующихся международных транспортных коридоров, например, «Север-Юг» и «Запад-Восток»	не учтено	Содержание Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики определяется пунктом 15 Правил разработки ДПР

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
44	Ершов Алексей Михайлович	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Предлагаю предусмотреть в Генеральной схеме до 2042 возможность строительства Забайкальской АЭС, состоящей из двух энергоблоков ВВЭР-С/600 (аналогично проектам Хабаровской и Приморской АЭС), в окрестностях села Маккавеево, около города Ясногорск на базе водохранилища Харанорской ГРЭС или же в окрестностях города Шилка. Планируемая установленная мощность станции - 1200 МВт. Данное предложения объясняю растущей энергодефицитностью юго-востока Сибири, в особенности Забайкальского края и Республики Бурятия, связанный с развитием инвестпроектов по освоению месторождений Каларского, Могочинского и районов юго-востока Забайкальского края Еравинского, Муйского и Баунтовского районов Бурятии. Потенциальные дефицит электроэнергии к 2030 году для двух республик превысит 1,5 ГВт. Кроме этого, создание крупной АЭС позволит обеспечить поддержку существующей Харанорской ГРЭС и Нерюнгринской ГРЭС, сняв часть нагрузки и создав альтернативный источник электроэнергии на случай ЧС. За сим считаю необходимым строительство АЭС в Забайкалье для обеспечения базового потрепления электроэнергии за счёт чистых источников энергии. Наиболее оптимальной площадкой под размещение станции считаю окрестности города Шилка ввиду расположения на равном расстоянии от новых районов ресурсного освоения (перечисленных ранее в предложении районов) и основного потребительского центра края в виде агломерации Читы, нахождения в месте пересечения двух линий электропередач 220 кВ, расположения непосредственно на трассе Транссибирской магистрали. Размещение станции в городе Шилка и создание на его основе города-энергетиков соответствует целям программ федерального правительства и национальным проектам РФ в области поддержки малых городов и исторических поселений. Позволит улучшить социально-экономическую ситуацию в депрессивном районе и поспособствует выходу района и края на траекторию устойчивого развития	не учтено	В соответствии с пунктом 18 Правил разработки ДПР, исходные данные для разработки Генеральной схемы предоставляются ГК «Росатом». Площадки для размещения новых АЭС были выбраны с учетом соответствия площадок требованиям НП-032-19, а также на основании рациональной структуры генерирующих мощностей, которая была разработана в соответствии с главой III Методических указаний
45	Веселов Федор Вадимович	ФГБУН Институт энергетических исследований РАН	Общее предложение	Замечания ИНЭИ РАН по материалам проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (далее ГС-2042). 1). В Приложении 1 представлен долгосрочный прогноз потребления электрической энергии и мощности (далее – прогноз спроса), который является одной из ключевых вводных, определяющих далее все основные параметры ГС-2042. Согласно проекту ГС-2042, электропотребление в ЕЭС России к 2042 году вырастет почти на 27% относительно 2023 года, т.е. ср.годовой темп роста составит 1,2%. При этом внутри прогнозного периода динамика электропотребления крайне неравномерна: до 2030 года среднегодовой рост составляет 2,1%, а далее резко падает, и на оставшиеся 12 лет составляет лишь 0,8%. Исходя из того, что прогноз спроса разработан «на основе» долгосрочного прогноза соц-экон. развития МЭР РФ с достаточно стабильными темпами роста ВВП, такое сильно изменение интенсивности роста электропотребления до и после 2030 года требует серьезного научного обоснования. Какие именно изменения в структуре экономики или повышении ее энергоэффективности обуславливают столь значимый «слом» тенденции? Подобные пояснения, объяснения, обоснования полностью отсутствуют в материалах проекта ГС-2042. Ссылки на то, что прогноз ранее был утвержден Правительственной комиссией, представляются несостоятельными, так как сам долгосрочный прогноз является неотъемлемой частью Генеральной схемы и в рамках общественного обсуждения должны быть представлены не только конечные цифры, но и обосновывающие их материалы. Отмечаем, что представленный долгосрочный прогноз на практике подтверждает научную несостоятельность выбранного разработчиками подхода по формированию долгосрочного прогноза спроса по принципу «склейки» среднесрочного прогноза на 6 лет и прогноза на следующие 12 лет, сформированных на основе совершенно различных методов расчета. Аналогичные вопросы возникают и к обоснованности прогноза спроса до 2030 года. Годовые темпы роста электропотребления в 2025-26 гг. достигают 2,5-3% и сокращаются к 2029-30 гг. до 1,0-1,2% (то есть в 2-3 раза за 3-4 года). Связь такой динамики спроса с динамикой развития экономики никак не прослеживается, и какие-либо объяснения по этому поводу отсутствуют в материалах проекта ГС-2042. С учетом действующей методической базы проектирования развития энергосистем такая связь отсутствует в принципе, поскольку на среднесрочный период прогноз формируется «снизу вверх», на основе заявок крупных потребителей и простой пролонгации отчетных тенденций (темпов роста) потребления по остальным группам потребителей. Без какого-либо ограничителя «сверху», учитывающего макроэкономическую динамику, такой прогноз хронически приводит к завышению электропотребления, особенно в первые годы (максимум вклада вводимых энергопотребляющих мощностей). Добавление же после 2030 года прогноза, построенного на других принципах (в т.ч. хотя бы грубо, но учитывающих макроэкономическую динамику и потому показывающего более низкие темпы роста спроса) приводит к тому, что за счет эффекта «высокой базы» и на последующие годы прогноз оказывается существенно завышенным. Таким образом, нельзя согласиться с научной обоснованностью представленного прогноза потребления электрической энергии и мощности и его соответствием принятой динамике соц.-экон. развития страны. Необходимо представить развернутые пояснения и обоснования,	не учтено	В целях прогнозирования потребления для формирования Генеральной схемы используется комбинированный подход: на первые шесть лет прогноз потребления формируется на основе информации о планируемом технологическом присоединении конкретных новых потребителей, на период с 7-го по 18-й год прогнозного периода - на основе параметров долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации. Расхождения в темпах роста экономики и электропотребления в первые годы прогнозного периода обусловлено недоучетом в прогнозе социально-экономического развития ряда энергоемких инвестиционных проектов, в том числе таких, по которым технологическое присоединение фактически осуществлено. В связи с этим тезис о существенном завышении прогноза является необоснованным. Изменение тренда на прогнозный период свыше первых четырех лет обусловлено завершением структурной перестройки экономики после введенных санкционных ограничений, имеющих ограниченный потенциал долгосрочного влияния, и реструктуризации экономики под влиянием внешних факторов. Дополнительно обращаем внимание, что долгосрочный прогноз потребления разработан в соответствии с Методическими указаниями по прогнозированию, и одобрен Правительственной комиссией по вопросам развития электроэнергетики (протокол заседания Правительственной комиссии от 31.01.2024 № 1пр)

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				объясняющие резкие изменения в темпах роста электропотребления в увязке с параметрами развития экономики. С учетом вышесказанного, считаем актуальной также корректировку методических подходов к прогнозу электропотребления на средне- и долгосрочный период		
46	Веселов Федор Вадимович	ФГБУН Институт энергетических исследований РАН	Общее предложение	Замечания ИНЭИ РАН по материалам проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (далее ГС-2042). 2). С учетом того, что ТЭЦ составляют около половины электрических мощностей тепловых электростанций и обеспечивают около половины производства централизованного тепла в стране, прогноз отпуска тепла от ТЭЦ является не менее важной исходной информацией для разработки ГС-2042. В проекте ГС-2042 сказано лишь о том, что прогноз отпуска тепла от ТЭЦ сформирован на основе схем теплоснабжения. Количественные показатели отсутствуют. Считаем необходимых их привести, хотя бы в той же территориальной детализации, что и прогнозы электропотребления, чтобы оценить принятые в расчетах тенденции изменения этого показателя и доли ТЭЦ в общем балансе централизованного тепла. Отсутствие прогноза по отпуску тепла не позволяет оценить обоснованность предложений ГС-2042 в части ТЭЦ (в том числе, единственное найденное допущение разработчиков о неснижении общей мощности ТЭЦ). Отмечаем также, что в томе обосновывающих материалов в таблице 75 представлен некий прогноз отпуска тепла с коллекторов ТЭС. Объемы отпуска тепла при этом заметно ниже отчетных значений. Этот ли прогноз был принят и при разработке рациональной структуры мощностей – непонятно. Если иной, то возникает вопрос обоснованности использования разных прогнозов в одной работе. Далее, в проекте ГС-2042 прогнозные данные представлены по различному кругу объектов: потребление топлива приведено для электростанций и котельных, находящихся на балансе электростанций, а выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов – только по электростанциям. Считаем важным обеспечить унификацию прогнозной информации и представить прогнозный отпуск централизованного тепла, расходы топлива и расчетные выбросы только по электростанциям. При этом также выделить отпуск тепла от АЭС Аналогичные данные по котельным, находящимся на балансе электростанция, можно представить отдельно, в рамках обосновывающих материалов	учтено частично	В соответствии с пунктами 15 и 17 Правил разработки ДПР, Генеральной схемой не предусматривается разработка прогноза спроса на тепловую энергию. Отпуск тепла от ТЭЦ принят по утвержденным схемам теплоснабжения для корректного расчета их потребности в топливе. Данные в таблице 75 приведены по электростанциям, которые являются участниками ОРЭМ. При разработке рациональной структуры мощностей был принят прогноз централизованного отпуска тепловой энергии от ТЭС и котельных, сформированный на основании утвержденных схем теплоснабжения. Прогнозы потребности в топливе и воздействия ТЭС на окружающую среду будут в проекте Генеральной схемы синхронизированы и представлены без учета котельных. Информация о потребности в топливе по котельным на балансе ТЭС будет приведена справочно в обосновывающих материалах
47	Веселов Федор Вадимович	ФГБУН Институт энергетических исследований РАН	Общее предложение	Замечания ИНЭИ РАН по материалам проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (далее ГС-2042). 3). В приложении 8 приведены данные о вводах мощности ТЭС на новых площадках. При этом все вводы указаны только до 2030 года, на горизонте СиПР ЭЭС. После 2030 года никаких предложений не представлено, а параметры на 2042 год отсутствуют. Аналогичным образом, в Приложении 7 приведены данные об изменении мощности действующих ТЭС. Список этих ТЭС крайне мал, а решения по вводы мощности на действующих станциях также ограничены горизонтом СиПР ЭЭС (2030 год). Параметры на 2042 год отсутствуют. При этом в прогнозной структуре генерирующих мощностей (таблица 23 обосновывающих материалов) указано, что за период после 2030 года вводы мощности на ТЭС составят около 22 млн кВт, причем 11,5 млн кВт – в период 2037-42 гг. В параметрах рациональной структуры приведены лишь общие объемы ввода и вывода мощностей ТЭС (с выделением вида топлива). Данных о том, где именно и какого типа будут эти вводы, в проекте ГС-2042 не представлено. Это позволяет сделать вывод о том, что задача по размещению генерирующих мощностей (т.е. привязке к конкретным или условным площадкам) решена только для ГЭС (ГАЭС) и АЭС. Для ТЭС выполнена лишь в объеме СиПР ЭЭС и полностью проигнорирована для 22 млн кВт мощностей, вводимых после 2030 года. Это касается и решений по выводу из эксплуатации генерирующих мощностей. Нельзя согласиться с утверждением (с. 11 основного тома) о том, что «итоговые решения о модернизации или выводе из эксплуатации в отношении отдельных единиц генерирующего оборудования должны приниматься его собственником, исходя из его экономических интересов, и учитываться при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем Российской Федерации». Такая постановка обесценивает смысл Генеральной схемы, как документа стратегического планирования и не позволяет (как заявлено на стр. 6 основного тома) использовать ее в качестве содержательной основы для разработки других документов стратпланирования, включая документы территориального планирования, долгосрочные схемы и стратегии развития Единой системы газоснабжения и иных отраслей топливно-энергетического комплекса, стратегии развития энергомашиностроения, электротехнической промышленности и других смежных отраслей промышленности. По своей сути, как документ стратегического планирования, Генеральная схема не может и не должна быть просто обобщением инвестиционных намерений энергокомпаний. Ее задачей является именно опережающее прогнозирование, детализация целеполагания государственной энергополитики в развитии электроэнергетики, в изменении ее территориальной и технологической структуры, и обоснование инвестиционных решений, исходя из	не учтено	В приложениях 7 и 8 к проекту Генеральной схемы в соответствии с подпунктами «г» и «е» пункта 15 Правил разработки ДПР приводится перечень существующих и планируемых к строительству и вводу в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии, в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической энергии, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной мощности на 100 МВт и более в отношении каждого объекта по производству электрической энергии в течение одного календарного года, на период с 1-го по 12-й год долгосрочного периода. В связи с этим в приложения 7 и 8 к проекту Генеральной схемы не включены электростанции, на которых изменения установленной мощности за счет вводов нового генерирующего оборудования составили менее 100 МВт или планируются после 2036 года. На 2042 год в проекте Генеральной схемы (приложение 2) представлена рациональная перспективная структура генерирующих мощностей без детализации по конкретным ТЭС. При этом в рамках формирования рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей определена детализация планируемых вводов и выводов из эксплуатации ТЭС по энергозонам и основным типам оборудования, которая использована при выполнении дальнейших расчетов. Оспариваемое утверждение на странице 11 утверждаемой части соответствует предусмотренным действующим законодательством механизмам реализации Генеральной схемы, которыми не предусмотрена обязательная увязка мероприятий по развитию ТЭС, предусмотренных Генеральной схемой, с инвестиционными программами генерирующих компаний. При этом Генеральная схема не является обобщением инвестиционных намерений субъектов электроэнергетики, как это указано в замечании. Объемы и состав вводов генерирующего оборудования на ТЭС, предусмотренные проектом Генеральной схемы, обоснованы рациональной перспективной структурой генерирующих мощностей и подтверждены выполненными расчетами электроэнергетических режимов. Состав и детализация остальных материалов проекта генеральной схемы также соответствует требованиям Правил разработки ДПР

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				общеотраслевых, межотраслевых и макроэкономических задач развития страны – с последующей разработкой необходимых экономических механизмов, которые обеспечат уже для субъектов отрасли коммерческую привлекательность указанных инвестиционных решений по обновлению или новому строительству мощностей. Безусловно, избыточным является распределение всего объема выводимых и вводимых мощностей до отдельных электростанций и блоков. Однако минимально необходимый объем данных о размещении вводимых (в т.ч. в рамках модернизации и обновления) мощностей ТЭС и их технологическом составе должен быть представлен: • Региональная детализация - по ОЭС или по 13 зонам, выделенным в агрегированной модели ЕЭС, использованной разработчиками при формировании рациональной структуры генерирующих мощностей; при этом важно указать и приоритетные районы размещения (субъект РФ); • Технологическая детализация – с выделением конденсационных и теплофикационных блоков, вида топлива (газ, уголь, прочее) и типа оборудования (ПСУ, ПГУ, ГТУ), возможно, с выделением условной единичной мощности. Кроме этого, как минимум, в такой же региональной детализации важно представить прогнозы потребления топлива электростанциями. Наличие такой информации позволит намного более обоснованно подходить как к разработке схем и программ развития топливных отраслей (в части спроса на газ и энергетический уголь), так и к разработке программ развития энергетического машиностроения (в части объемов внутреннего рынка на паросиловое, газотурбинное оборудование разной мощности и прочее оборудование)		
48	Веселов Федор Вадимович	ФГБУН Институт энергетических исследований РАН	Общее предложение	Замечания ИНЭИ РАН по материалам проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (далее ГС-2042). 4). В составе обосновывающих материалов расчетов рациональной структуры генерирующих мощностей представлены расчеты удельной дисконтированной стоимости производства электроэнергии (LCOE) для разных типов электростанций (раздел 4 тома обосновывающих материалов). Однако результаты расчетов представлены только для одного уровня технико-экономических показателей и цен топлива. Таким образом, не показано, как будет меняться конкурентоспособность технологий с учетом (а) роста цен топлива и (б) улучшения технико-экономических показателей технологий (снижение капекса, повышение КПД). Судя по таблице 20 тома обосновывающих материалов, цена топлива приведена на 2042 год. При этом влияние НТП на технико-экономические показатели технологий производства электроэнергии разработчиками не учтено никак, хотя на горизонте до 2042 года и с учетом активного перехода на использование отечественного оборудования, а также увеличения масштабов его производства оно, безусловно, будет значимым. Это касается, прежде всего, удельных капиталовложений для АЭС (с учетом перехода от головных к серийным блокам и к разным типам блоков), ВИЭ-электростанций (с учетом НТП) и ПГУ (с учетом развертывания серийного производства российского оборудования), а также удельных расходов топлива для ПГУ (с учетом НТП в российском газотурбостроении). Вызывает удивление завышенный УРУТ угольной ТЭС (353 г у.т./кВтч), что соответствует КПД менее 35%; при этом еще 10 лет назад на Черепетской ГРЭС были введены блоки 225 МВт с КПД более 40% на отечественном оборудовании. Совершенно непонятны (завышены) показатели УРУТ для теплофикационного цикла. Как правило, блоки ТЭЦ имеют заметно меньшую мощность, чем конденсационные (и более высокие удельные капиталовложения), поэтому их показатели необходимо выделить отдельно. Также важно отметить необоснованную ограниченность объемов проведенных оценок LCOE. В частности: • не представлены расчеты для технологий, относящихся к ТЭЦ (что предусмотрено п. 51 Методических указаний по проектированию развития энергосистем); отсутствие таких расчетов не позволяет выявить наиболее эффективные варианты развития ко-генерации в их конкуренции с раздельной схемой энергоснабжения и снижает в принципе обоснованность предложений проекта ГС-2024 в части ТЭЦ; • не представлены результаты по вариантам технического перевооружения действующих ТЭС (но при этом сделан вывод об эффективности модернизации оборудования действующих блоков при его стоимости не более 60% от нового строительства); • необоснованно ограничены территории, в которых рассматриваются те или иные технологии; так, угольные КЭС рассмотрены в Центре и Сибири, но не рассматриваются на Урале или Волге; также непонятно отсутствие газовых ТЭС в сравнении для Сибири - наличие текущих ограничений по транспорту газа (а не по его ресурсам в стране в принципе) не является причиной исключения технологи на горизонте 18 лет, по углю же ограничения по поставкам и на Урал, и на Среднюю Волгу, практически отсутствуют	не учтено	Исходные технико-экономические показатели и ограничения, подлежащие учету при формировании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, а также оценке ценовых и тарифных последствий реализации генеральной схемы, включая прогнозную динамику цен топлива, утверждены протоколом Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр. Указанными исходными условиями также определены ограничения по топливоснабжению новых тепловых электростанций на отдельных территориях. Технико-экономические показатели для технологий ТЭС также верифицированы по экономическим параметрам проведенных в 2024 году КОМ НГО на отдельных территориях ЕЭС России. Вариативность отдельных технико-экономических показателей учитывалась при формировании рациональной структуры в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний. При этом формирование различных вариантов рациональной структуры в зависимости от изменения исходных технико-экономических показателей Правилами разработки ДПР не предусмотрена. В отношении влияния НТП на величину удельных капиталовложений, то как отмечено в замечании, такое влияние будет иметь место практически для всех технологий. В связи с этим справедливо предположить, что указанный фактор значительно не повлияет на условия конкуренции между генерирующими технологиями. При значительном прогрессе технико-экономических показателей конкретной генерирующей технологии, они будут учтены при очередной актуализации Генеральной схемы, в рамках формирования рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей. Значения удельного расхода условного топлива по ТЭС приняты с учетом усредненных фактических значений. Оценка уровней LCOE для ТЭЦ и проектов модернизации ТЭС выполнена в разделе 4 обосновывающих материалов и приводится по тексту на странице 59, при этом показана целесообразность приоритетного учета проектов модернизации ТЭС и замещения генерирующего оборудования ТЭЦ в случае их вывода из эксплуатации

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
49	Веселов Федор Вадимович	ФГБУН Институт энергетических исследований РАН	Общее предложение	Замечания ИНЭИ РАН по материалам проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (далее ГС-2042). 5). В составе предлагаемых инвестиционных решений по развитию основной электрической сети предложено несколько проектов на базе передач постоянного тока (ППТ), причем срок реализации первых проектов - 2030 год. Несмотря на ряд привлекательных технических особенностей, решения на базе ППТ не рассматривались ранее в течение нескольких редакций Генеральных схем (включая и последний актуальный документ, утв. Распоряжением Правительства РФ от 30.12.2022 г. № 4348-р). Во многом это было связано с отсутствием собственной производственной базы для массовых поставок электросетевого оборудования на постоянном токе и безальтернативного импорта технологий, а также высокой неопределенностью технико-экономических показателей «условных» отечественных и «реальных» импортных образцов. Радикальное предложение проекта Генсхемы о массовом применении ППТ требует дополнительных пояснений в рамках обосновывающих материалов, включая экономическое сравнение с альтернативными решениями на переменном токе. Считаем важным дополнить том обосновывающих материалов исходными данными и результатами расчетов в части: • принятых технико-экономических показателей объектов ППТ и альтернативных вариантов (на переменном токе); • экономической оценки Данные требования (по альтернативному выбору предложений на основе экономического критерия) прямо предусмотрены Методическими указаниями по проектированию энергосистем (пп. 230, 232 для обоснования решений по межсистемных связям, п. 243, 244 – для решений по выдаче мощности электростанций). Кроме этого, принципиально важно указать потребности в основных типах оборудования, необходимого для реализации предложенных проектов на базе постоянного тока, оценку объемов его импорта для первых проектов и перспектив локализации или создания отечественного производства. В случае отсутствия понимания о том, в каком объеме и в какие сроки предложенное оборудование для проектов ППТ может начать производиться в России, включение целого ряда (а не 1-2 пилотных) проектов почти полностью на базе импортного оборудования представляется весьма спорным и требует дополнительной оценки с точки зрения энергетической безопасности и технологического суверенитета в стратегически значимых отраслях	учтено частично	Проект Генеральной схемы предусматривает использование технологий ППТ только в случаях, когда они являются технико-экономически обоснованными. Применение ППТ целесообразно при передаче значительных объемов мощности на большие расстояния, когда строительство линий электропередач переменного тока оказывается менее эффективным. В результате выполненной оптимизации технических решений, необходимых для покрытия указанного дефицита мощности в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, выбран наиболее экономичный вариант, который включает в себя следующие электросетевые мероприятия: • строительство ЛЭП 750 кВ от ПС 750 кВ Грибово до новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области; • строительство ЛЭП 750 кВ от Курской АЭС до новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области; • строительство ППТ пропускной способностью 1500 МВт от Нововоронежской АЭС до преобразовательной ПС в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области. Для ППТ, предлагаемых к сооружению в ОЭС Сибири и ОЭС Востока, возможным альтернативным решением может быть сооружение ЛЭП переменного тока 500 кВ, которых потребуется порядка четырех на каждом транзите с учетом их эффективности и необходимости резервирования. Необходимо отметить, что эффективность каждой ЛЭП переменного тока имеет свои индивидуальные особенности, связанные с протяженностью ЛЭП, потокораспределением в сети переменного тока, наличием шунтирующих связей. Для ВЛ 500 кВ эффективность передачи мощности составляет 300-500 МВт. Альтернативный вариант с сооружением ЛЭП переменного тока 500 кВ будет значительно превышать оценочную стоимость варианта строительства ППТ. Вопросы, касающиеся потребностей в оборудовании для проектов ППТ, объемов импорта, перспектив локализации производства, а также рисков энергетической безопасности и технологического суверенитета, следует рассматривать за рамками Генеральной схемы. Эти аспекты требуют отдельного анализа и проработки на уровне государственных программ, инвестиционных планов и стратегий развития отрасли
50	Веселов Федор Вадимович	ФГБУН Институт энергетических исследований РАН	Общее предложение	Замечания ИНЭИ РАН по материалам проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (далее ГС-2042). 6). При расчете необходимой валовой выручки НВВ (раздел 10.2 тома обосновывающих материалов) в таблице 72 указаны прогнозные капиталовложения, необходимые для реализации предложенных инвестиционных решений по сегментам генерации и ЕНЭС. Объем капиталовложений резко падает к концу периода (по мере ввода основного объема мощностей), а в ЕНЭС обнуляется после 2036 года, поскольку перечень представленных в Приложении 11 инвестиционных решений по этому сегменту ограничен 2036 годом (что также непонятно с учетом горизонта Генеральной схемы до 2042 года и изменений в балансовой ситуации к концу прогнозного горизонта, которая потребует и дополнительных решений по развитию ЕНЭС). Важно отметить, что представленные результаты расчета отражают лишь часть полного объема необходимой валовой выручки, поскольку не учитывают «задельные капиталовложения» - капитальные затраты на ввод мощностей за пределами прогнозного периода. Однако, с учетом сроков строительства, объемы таких «задельных капиталовложений» особенно значимы для АЭС и ГЭС, а также новых ТЭС, и для их финансирования потребуются средства еще до 2042 года (а для АЭС и ГЭС – и до 2040 года). Учет данных капиталовложений (хотя бы условно – в объеме не ниже последней пятилетки) может существенно повлиять на необходимую кредитную нагрузку и привести к корректировке НВВ «вверх». И напротив, как показывают приведенные в таблице 86 обосновывающих материалов результаты, НВВ большинства сегментов в последние 4-5 лет практически не растет в номинальном выражении. Соответственно, в реальном выражении ее значение будет снижаться примерно с темпом инфляции. Подобные результаты (отражающие не всю НВВ, а только ее часть) могут быть неверно интерпретированы при последующем использовании для разработки механизмов поддержки инвестиций, обоснования параметров ценовой и тарифной политики, а также оценки ее социально-экономических последствий	не учтено	В соответствии с подпунктами «м» пункта 15 и подпунктом «к» пункта 17 Правил разработки ДПР Генеральная схема содержит оценку ценовых и тарифных последствий реализации технических решений, предусмотренных проектом Генеральной схемы. В соответствии с пунктами 261-263 Методических указаний потребность в капитальных вложениях в целях выполнения оценки ценовых и тарифных последствий определяется для предлагаемых в проекте Генеральной схемы технических решений. В соответствии с подпунктами «з» и «и» пункта 15 Правил разработки ДПР Генеральная схема содержит перечень планируемых к строительству, реконструкции, вводу в эксплуатацию или выводу из эксплуатации линий электропередачи и подстанций, в том числе обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии. Перечень разрабатывается на период с 1-ого по 12-й год долгосрочного периода, то есть по 2036 год, и содержится в Приложении 11 к проекту Генеральной схемы. Прогнозные объемы капитальных вложений, приведенные в таблице 72 обосновывающих материалов, соответствуют техническим решениям, предлагаемым проектом Генеральной схемы. Корректировка прогнозных объемов капитальных вложений, в том числе на период с 12-ого по 18-ый год долгосрочного периода разрабатываемого проекта Генеральной схемы, будет осуществлена при актуализации Генеральной схемы до 2042 года и при разработке Генеральной схемы на следующий долгосрочный период
51	Веселов Федор Вадимович	ФГБУН Институт энергетических исследований РАН	Общее предложение	Замечания ИНЭИ РАН по материалам проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (далее ГС-2042). 7). В томе обосновывающих материалов (стр. 216) указывается, что используемый при оценке ПВВ прогноз конкурентной цены электроэнергии получен «с учетом прогнозного индекса изменения цены, включающего темп роста цен на топлива и результатов влияния маржинального ценообразования на рынке на уровень цены РСВ, полученных при формировании оптимальных балансов электрической энергии».	не учтено	Балансы электрической энергии, в том числе в части распределения выработки по группам оборудования ТЭС, формируются путем выполнения оптимизационных расчетов в соответствии с требованиями пунктов 129-134 Методических указаний. При этом учитывается хронологическое изменение состава генерирующего оборудования, графиков потребления мощности и цен топлива

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				При этом в обосновывающих материалах ничего не сказано про методы оптимизации балансов электроэнергии, приведенных в Приложении 10. Корректный прогноз цены РСВ требует детального моделирования балансовой ситуации по внутригодовым интервалам (п. 294 Методических указаний по проектированию развития энергосистем), желательно, по каждому часу года. Такой подход максимально близок к механизму реально действующего рынка «на сутки вперед». Необходимо пояснить явно, в какой мере представленные прогнозы и оценки опираются именно на внутригодовую (почасовую) оптимизацию использования мощностей. Если такая оптимизация выполнялась, то непонятно, зачем отдельно выделена индексация по ценам топлива (она естественным образом учитывается при моделировании, как и изменение состава генерирующих мощностей на каждый год расчета). Если же разработчики использовали упрощенный, неоптимизационный подход, его следует пояснить, чтобы понять обоснованность принятых допущений о "сдерживании" роста цены РСВ против роста цены топлива		
52	Жихарев В.А.	Ассоциация малой энергетики	Общее предложение	Рассмотрев в рамках общественного обсуждения проект Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (далее – проект, Генеральная схема), опубликованный на сайте АО «СО ЕЭС» , сообщаю, что он требует существенной доработки в части приведения содержания основных положений целям и задачам Генеральной схемы и учёта текущих тенденций развития отечественной и мировой электроэнергетики. Проект ориентирован на изъятие финансовых ресурсов из инвестиционного оборота отраслей экономики и их перераспределения в пользу энергетиков и электросетевой монополии без существенных эффектов для общества и экономики, не учитывает основные тренды развития современной электроэнергетики и экономики, а также необходимость повышения устойчивости и надежности функционирования электроэнергетики в условиях внешних угроз. Согласно Проекту, реализации технических решений, предусмотренных Генеральной схемой может привести к дополнительному (выше предусмотренной индексации) приросту прогнозной среднеотпускной цены электрической энергии для потребителей в размере от 40% (за период 2025-2042 годов) до 56% (за период 2037-2042 годов). Проект не увязан со стратегическими документами Российской Федерации, национальными целями и стратегией социально-экономического развития Российской Федерации, а также не учитывает результаты и проблемы функционирования электроэнергетики, выявленные в ходе их реализации. Мировой опыт развития энергосистем богат примерами, когда локальные дефициты покрываются не массовым дорогостоящим строительством, а мероприятиями, включающими применение ГПУ, механизмов по управлению спросом, а также пересмотром приоритетов проектов по строительству и модернизации электросетей в пользу проектов по строительству новой распределённой генерации, которым требуется техприсоединение. Таким образом, достигаются задачи не только по снижению загрузки мощностей, но и сокращению стоимости и сроков подключения новых потребителей электроэнергии. Учитывая изложенное, в Ассоциации считают целесообразным существенно переработать Проект, увязав его со стратегическими документами Российской Федерации, национальными целями и стратегией социально-экономического развития Российской Федерации и выполнить оценку социально-экономических последствий его реализации в консенсусе с другими ведомствами и бизнес-сообществом	не учтено	Конкретное предложение или замечание не приведено. Информация принята разработчиком к сведению. Проект Генеральной схемы разработан в соответствии с Правилами разработки ДПР и Методическими указаниями. В предложении не указано, в чем именно состоит несоответствие проекта Генеральной схемы действующим документам стратегического планирования
53	Жихарев В.А.	Ассоциация малой энергетики	Общее предложение	Замечания Ассоциации малой энергетики к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. 1. Проект Генеральной схемы не соответствует принципам и задачам стратегического планирования социально-экономического развития Российской Федерации. Согласно статье 19 Федерального закона от 28.06.2014 №172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» Генеральная схема разрабатывается в целях обеспечения реализации стратегии социально-экономического развития Российской Федерации, стратегии национальной безопасности Российской Федерации, стратегии научно-технологического развития Российской Федерации, стратегии пространственного развития Российской Федерации с учетом прогноза научно-технологического развития Российской Федерации, стратегического прогноза Российской Федерации, прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на долгосрочный период. Таким образом, Генеральная схема представлять собой документ, описывающий деятельность участников стратегического планирования вообще и Минэнерго России и субъектов электроэнергетики, в частности, по целеполаганию, прогнозированию, планированию, программированию и реализации положений стратегических документов Российской Федерации более высокого уровня. Однако увязка со стратегическими документами Российской Федерации и стратегией социально-экономического развития Российской Федерации в Проекте отсутствует. Принцип преемственности и непрерывности Генеральной схемы с иными документами стратегического планирования отсутствует. Проект нарушает принцип сбалансированности по приоритетам, целям, задачам, мероприятиям, нарушает принцип результативности и эффектности, так как	не учтено	Основной целью Генеральной схемы является обеспечение надежного и эффективного электроснабжения экономики и населения Российской Федерации в долгосрочной перспективе. Увязка с документами стратегического планирования высшего уровня осуществляется путем согласования исходных технико-экономических показателей и ограничений, используемых для разработки генеральной схемы. Основным инструментом достижения указанной цели является формирование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, которое выполняется в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний и осуществляется в два этапа: 1) определение состава генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством их сопоставления по критерию удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE); 2) определение масштабов развития генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). В соответствии с пунктом 53 Методических указаний, сопоставление генерирующих технологий по LCOE осуществляется внутри функциональных групп: отдельно для базовой генерации, ТЭЦ, пиковой и негарантированной генерации. Объемы ввода в эксплуатацию отобранных по критерию LCOE основных и конкурентоспособных технологий определяются при формирования рациональной структуры путем выполнения комплексных модельных расчетов в соответствии с

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				основной упор в нём делается на достаточность выручки субъектов электроэнергетики в ущерб реализации целей и задач стратегических документов Российской Федерации более высокого уровня, в ущерб интересов экономики и потребителей электрической энергии и услуг. Генеральная схема представляет собой документ на деле не реализующий цели и задачи вышестоящих стратегических документов, направленных на осуществление прорывного научно-технологического, социально-экономического развития и повышение эффективности экономики Российской Федерации. В частности в Указе Президента РФ от 07.05.2018 №204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» гарантированное обеспечение доступной электроэнергией предлагается достичь, в том числе, за счёт развития распределенной генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии. Распоряжением Правительства РФ от 30.09.2018 №2101-р «Об утверждении комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года» определяется цель по минимальному приросту потребления электрической энергии в централизованных энергосистемах, снижению избытка установленной мощности электростанций ЕЭС России. Реализация указанных целевых ориентиров и задач не нашло отражения в Генеральной схеме. В ней предотвращение прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности предлагается реализовать путём строительства (реконструкции) новых генерирующих и электросетевых мощностей без учёта возможностей распределённой генерации и механизма управления спросом. Согласно Проекту целью Генеральной схемы является предотвращение прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности наиболее эффективными способами с учетом прогнозируемых режимов работы электроэнергетических систем и необходимости обеспечения нормативного уровня балансовой надежности с обоснованием размещения объектов электроэнергетики по критерию минимизации совокупных дисконтированных затрат на производство, передачу и распределение электрической энергии (мощности) в долгосрочном периоде. Однако, обозначенные подходы при достижения заявленной цели де-факто не отражены в Проекте. В Проекте не раскрывается, каким образом установлено, что строительство новых АЭС для замещения выбывающих из эксплуатации энергоблоков действующих АЭС и сооружение новых ПГУ-КЭС или ПСУ-КЭС является наиболее эффективным способом обеспечения прогнозируемого роста потребления электрической энергии и мощности и предотвращения локальных дефицитов мощности или замещения выводимого из эксплуатации оборудования. В Проекте не раскрывается, каким образом объем капитальных вложений, необходимых для реализации технических решений по развитию генерирующих мощностей и строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства по ЕЭС России в размере 41 033,37 млрд рублей за период 2025-2042 годов обеспечит достижение целевых ориентиров и задач стратегических документов Российской Федерации более высокого уровня по росту инвестиций в основной капитал, росту производительности экономики, развитию человеческого капитала и улучшению условий внешнеэкономической деятельности. Критерий минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики определяется как один из основных при определении рациональной структуры генерирующих мощностей. При этом в качестве исходной информации для оценки затрат применяются данные по проектам, реализуемым согласно действующих нормативов и требований (то есть в представленной информации отсутствует арбитраж), что не позволяет утверждать о её действительной объективности и экономической обоснованности		пунктами 58-63 Методических указаний по проектированию развития энергосистем. В ходе данных расчетов формируются различные варианты структуры генерирующих мощностей. Для каждого варианта структуры генерирующих мощностей определяется величина суммарных дисконтированных затрат, которая в пункте 59 Методических указаний установлена как критерий оптимизации. По результатам технико-экономического сопоставления рекомендуется вариант с минимальным значением суммарных дисконтированных затрат. При этом состав проекта генеральной схемы определяется пунктом 15 Правил разработки ДПР, с учетом которого объекты малой распределенной энергетики в генеральной схеме не отражаются. При этом они участвуют в экономически обоснованном масштабе в рациональной структуре генерирующих мощностей и балансах электрической энергии и мощности. Таким образом, проект Генеральной схемы увязан с документами стратегического планирования, в том числе предусматривающими достижение углеродной нейтральности. Данная задача учитывается при формировании рациональной структуры путем отбора наиболее экономически эффективных технологий безуглеродной генерации с учетом критерия балансовой надежности
54	Жихарев В.А.	Ассоциация малой энергетики	Общее предложение	Замечания Ассоциации малой энергетики к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. 2. Проект не учитывает мировые тенденции и процессы в отечественной электроэнергетике по смене энергетического уклада. Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года определено, что для достижения национальных целей и решения стратегических задач развития Российской Федерации, определенных Указом Президента Российской Федерации №204 , потребуется ускоренный переход (модернизационный рывок) к более эффективной, гибкой и устойчивой энергетике, способной адекватно ответить на вызовы и угрозы в своей сфере и преодолеть имеющиеся проблемы. В качестве такого рывка в Энергетической стратегии понимается структурная диверсификация, в рамках которой углеродная энергетика дополнится неуглеродной, централизованное энергоснабжение – децентрализованным. Однако, Проект не учитывает существование и развитие распределенной энергетики и определяет в качестве приоритета государственной энергетической политики Российской Федерации в части развития электросетевого комплекса максимальное использование преимуществ централизованных систем энергоснабжения. Хотя максимальное использование преимуществ централизованных систем энергоснабжения	не учтено	Основной целью Генеральной схемы является обеспечение надежного и эффективного электроснабжения экономики и населения Российской Федерации в долгосрочной перспективе. Увязка с документами стратегического планирования высшего уровня осуществляется путем согласования исходных технико-экономических показателей и ограничений, используемых для разработки генеральной схемы. Основным инструментом достижения указанной цели является формирование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, которое выполняется в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний и осуществляется в два этапа: 1) определение состава генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством их сопоставления по критерию удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE); 2) определение масштабов развития генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). В соответствии с пунктом 53 Методических указаний, сопоставление генерирующих технологий по LCOE осуществляется внутри функциональных групп: отдельно для

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				транслируется в качестве приоритета государственной энергетической политики Российской Федерации в Проект из Энергетической стратегии, такой избирательный подход к учёту приоритетов государственной энергетической политики исключает из приоритетов развития электросетевого комплекса переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, развитие конкуренции вв конкурентных видах деятельности топливно-энергетического комплекса на внутреннем рынке, рациональное природопользование и энергетическую эффективность. Данный подход является несбалансированным и не отвечает долгосрочным интересам экономики и потребителей электрической энергии и услуг. В результате, электроэнергетика лишается стратегического документа, который мог бы установить основные направления синхронизации, сочетания и сближения существующей централизованной и развивающейся распределенной энергетики в контексте повышения эффективности функционирования электросетевого комплекса в результате энергетической трансформации и учёта интересов потребителей электрической энергии и услуг		базовой генерации, ТЭЦ, пиковой и негарантированной генерации. Объемы ввода в эксплуатацию отобранных по критерию LCOE основных и конкурентоспособных технологий определяются при формирования рациональной структуры путем выполнения комплексных модельных расчетов в соответствии с пунктами 58-63 Методических указаний. В ходе данных расчетов формируются различные варианты структуры генерирующих мощностей. Для каждого варианта структуры генерирующих мощностей определяется величина суммарных дисконтированных затрат, которая в пункте 59 Методических указаний по проектированию развития энергосистем установлена как критерий оптимизации. По результатам технико-экономического сопоставления рекомендуется вариант с минимальным значением суммарных дисконтированных затрат. При этом состав проекта Генеральной схемы определяется пунктом 15 Правил разработки ДПР, с учетом которого объекты малой распределенной энергетики в Генеральной схеме не отражаются. При этом они участвуют в экономически обоснованном масштабе в рациональной структуре генерирующих мощностей и балансах электрической энергии и мощности
55	Жихарев В.А.	Ассоциация малой энергетики	Общее предложение	Замечания Ассоциации малой энергетики к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. 3. В Генеральной схеме отсутствует взаимная интеграция централизованной и децентрализованной распределённой энергетики, а также о возможные социально экономических эффекты для Российской Федерации от развития последней. В отечественной электроэнергетике осуществляется активное развитие децентрализованной распределённой энергетики. По состоянию на 01.08.2024 совокупная установленная мощность объектов ВИЭ в России составляет 6,18 ГВт, по разным оценка функционирует до 20 ГВт объектов распределённой генерации, активно развивается механизм управления спросом, реализуются проекты в области накопителей энергии. Однако Проект не содержит положений, направленных на реализацию мероприятий по эффективной взаимной интеграции децентрализованной распределённой и централизованной энергетики. При этом в Проекте в числе целей определяется формирование рациональной структуры генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающей перспективный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности в ЕЭС России. В связи с ростом доли распределённой генерации (в том числе функционирующей на ВИЭ), расширения использования механизма управления спросом и накопителей энергии в Проекте целесообразно проработать их использование для снижения расходов на развитие и содержание энергетической инфраструктуры, снижения потребности в распределительных сетевых мощностях и ускорения технологического присоединения потребителей	не учтено	Основной целью Генеральной схемы является обеспечение надежного и эффективного электроснабжения экономики и населения Российской Федерации в долгосрочной перспективе. Увязка с документами стратегического планирования высшего уровня осуществляется путем согласования исходных технико-экономических показателей и ограничений, используемых для разработки генеральной схемы. Основным инструментом достижения указанной цели является формирование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, которая выполняется в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний и осуществляется в два этапа: 1) определение состава генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством их сопоставления по критерию удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE); 2) определение масштабов развития генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). В соответствии с пунктом 53 Методических указаний, сопоставление генерирующих технологий по LCOE осуществляется внутри функциональных групп: отдельно для базовой генерации, ТЭЦ, пиковой и негарантированной генерации. Объемы ввода в эксплуатацию отобранных по критерию LCOE основных и конкурентоспособных технологий определяются при формирования рациональной структуры путем выполнения комплексных модельных расчетов в соответствии с пунктами 58-63 Методических указаний. В ходе данных расчетов формируются различные варианты структуры генерирующих мощностей. Для каждого варианта структуры генерирующих мощностей определяется величина суммарных дисконтированных затрат, которая в пункте 59 Методических указаний установлена как критерий оптимизации. По результатам технико-экономического сопоставления рекомендуется вариант с минимальным значением суммарных дисконтированных затрат. При этом состав проекта Генеральной схемы определяется пунктом 15 Правил разработки ДПР, с учетом которого объекты малой распределенной энергетики в Генеральной схеме не отражаются. При этом они участвуют в экономически обоснованном масштабе в рациональной структуре генерирующих мощностей и балансах электрической энергии и мощности
56	Жихарев В.А.	Ассоциация малой энергетики	Общее предложение	Замечания Ассоциации малой энергетики к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. 4. Проект Стратегии не учитывает влияние электросетевого комплекса на функционирование рынков электрической энергии и мощности в Российской Федерации. Оптовый и розничные рынки электрической энергии (мощности) являются одним из механизмов повышения эффективности функционирования отечественной электроэнергетики. Ключевое значение в их функционировании отводится развитию электрических связей между узлами расчётной модели, энергорайонами, зонами свободного перетока и ценовыми зонами. Сетевые ограничения между указанными элементами энергетических рынков ведут к запиранию сечений оптового рынка, повышают волатильность цен на электроэнергию (мощность), понижают уровень корреляции цен и в целом удорожают энергоснабжение экономики, что в целом негативно оказывается а достижении национальных целей. Проект не содержит информации и дополнении развития электросетевого комплекса по снятию	не учтено	В Правилах разработки ДПР отсутствуют требования в части разработки электросетевых мероприятий, направленных на снятие сетевых ограничений для функционирования ОРЭМ. При этом стоит отметить, что при разработке рациональной структуры генерирующих мощностей необходимости развития электросетевого комплекса для снятия ограничений в контролируемых сечениях не выявлено

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				сетевых ограничений для функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности) и последующей невсотребованностью генерации		
57	Жихарев В.А.	Ассоциация малой энергетики	Общее предложение	Замечания Ассоциации малой энергетики к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. 5. Отсутствует заявленная вариативность: оптовая генерация, сети, распределённая генерация, механизм управление спросом. Согласно тексту Генеральной схемы заявляется вариативность структуры генерирующих мощностей по критерию величины суммарных дисконтированных затрат и в дальнейшем в Генеральной схеме рекомендуется вариант, заваленный как с минимальным значением суммарных дисконтированных затрат. Однако фактическая информация по вариативности в Генеральной схеме содержится только в отношении технических решений (без ценовой составляющей) и только в части схемы внешнего энергоснабжения. Как таковой вариативности выбора решений, каким способом (с технологической и технико-экономической точки зрения) обеспечить покрытие прогнозируемого роста потребления электрической энергии и мощности и предотвращения локальных дефицитов мощности (строительство генерации (оптовой или распределенной), сетей; развитие механизма управления спросом) отсутствует	не учтено	В соответствии с действующими нормативными правовыми актами разрабатывается один сценарий Генеральной схемы для обеспечения покрытия потребности в электрической энергии и мощности, определенной прогнозом, одобренным Правительственной комиссией. Обращаем внимание, для верификации и уточнения параметров технических решений и сроков их реализации Правилами разработки ДПР предусматривается актуализация Генеральной схемы через 3 года и разработка каждые 6 лет, что позволит регулярно пересматривать объемы и темпы вновь вводимых мощностей
58	Жихарев В.А.	Ассоциация малой энергетики	Общее предложение	Замечания Ассоциации малой энергетики к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. 6. Декларируется инвестиционный подход при фактической реализации нормативного. Согласно Проекту определение масштабов развития генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, осуществляется посредством минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Однако в качестве исходных данных для расчёта применяется нормативная или статистическая информация (раздел 4 Генеральной схемы) без учёта эффективности используемых статистических данных по реализованным проектам; отсутствует оценка эффективности проектов с точки зрения интересов инвестора и потребителей электроэнергии; отсутствует обоснование инвестиций с позиции реального производства. Таким образом, неэффективные технико-экономические решения, реализованные в электроэнергетике в рамках текущего регулирования, принимаются для целей разработки Генеральной схемы как норма без оценки их эффективности, что приводит к масштабированию и перекладыванию отраслевой неэффективности на всю экономику	не учтено	Рациональная перспективная структура генерирующих мощностей формируется в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность)
59	Жихарев В.А.	Ассоциация малой энергетики	Общее предложение	Замечания Ассоциации малой энергетики к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. 7. Проект устанавливает в качестве рациональной структуры развитие генерирующих мощностей, которое неизбежно приведет к повышению платёжной нагрузки на квалифицированных энергоёмких системообразующих потребителей электроэнергии. В разделе 4 Рациональная структура генерирующих мощностей определяется состав и масштаб развития генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру. В результате выбираются наиболее дорогостоящие решения и технологии без альтернативной оценки возможности покрытие прогнозируемого роста потребления электрической энергии и мощности и предотвращения локальных дефицитов мощности путём развития распределенной генерации, сетей, механизмов управления спросом. Согласно приложению 16 Проекта реализации технических решений, предусмотренных Генеральной схемой может привести к дополнительному приросту прогнозной среднеотпускной цены электрической энергии для потребителей в размере от 40% (за период 2025-2042 годов) до 56% (за период 2037-2042 годов)	не учтено	Рациональная перспективная структура генерирующих мощностей формируется в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Тезис о выборе «наиболее дорогостоящих решений» не обоснован с учетом информации, представленной в разделе 4 обосновывающих материалов
60	Гиззатуллин Ильнур Фанурович	АО «Татэнерго»	Приложение 7. Изменение установленной мощности ТЭС	Имеющуюся в размещенном на Общественное обсуждение Проекте Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года в Приложении 7 в Таблице "Перечень существующих объектов по производству электрической энергии (тепловых электростанций), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более" информацию о выводах генерирующих мощностей АО "Татэнерго" исключить (Вывод энергоблоков без замещения не планируется)	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать проекту СиПР ЭЭС России. На период 2031-2042 годов состав генерирующего оборудования, отраженный в Генеральной схеме, определяется рациональной перспективной структурой генерирующих мощностей в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования учитывает исходные условия, определенные решениями протокола Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр. Замещение выводимого из эксплуатации оборудования тепловых конденсационных

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
						электростанций не предусматривается в случае отсутствия технологической необходимости
61	Гиззатуллин Ильнур Фанурович	АО «Татэнерго»	Приложение 7. Изменение установленной мощности ТЭС	Далее в Приложение 7 к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года в таблицу "Перечень существующих объектов по производству электрической энергии (тепловых электростанций), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более" в части объектов АО "Татэнерго" внести информацию согласно прилагаемой во вложении Таблице	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать проекту СиПР ЭЭС России. На период 2031-2042 годов состав генерирующего оборудования, отраженный в Генеральной схеме, определяется рациональной перспективной структурой генерирующих мощностей в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования учитывает исходные условия, определенные решениями протокола Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр. Замещение выводимого из эксплуатации оборудования тепловых конденсационных электростанций не предусматривается в случае отсутствия технологической необходимости
62	Гиззатуллин Ильнур Фанурович	АО «Татэнерго»	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	В разделе III после 17 абзаца добавить новый абзац следующего содержания: «В качестве основного рекомендуемого решения по модернизации тепловых электростанций принять перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (турбинами) с применением современных паросиловых, газотурбинных и парогазовых установок»	не учтено	Предложенное решение нельзя применять как основную рекомендацию, так как надстройка паросиловой установки газовой турбиной (турбинами) должна быть обоснована технико-экономическими расчетами с учетом прогнозируемых режимов работы генерирующего оборудования
63	Ефимов Александр Владимирович	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Здравствуйте. В ходе кампании по выборам в Государственную Думу по 152 округу - в Ростовской области от избирателей неоднократно звучал протест против строительства АЭС в Новочеркасске. Начиная с 30 августа, когда в прессу попала информация о новой станции, в региональное отделение партии ЯБЛОКО поступают десятки обращений граждан, несогласных с планами строительства. Высылаю сканы нескольких листов с подписями, собранными мной в ходе одной из последних встреч с избирателями. В настоящее время сбор подписей только-только начинается и в Ростове. и в Новочеркасске. Ни одного жителя региона, одобряющего планы запуска АЭС в черте Ростовской агломерации я не встретил	учтено частично	Проект Новочеркасской АЭС исключен из проекта генеральной схемы. Местоположение новой АЭС в ОЭС Юга будет уточнено по результатам предпроектных проработок
64	Максимов Дмитрий Сергеевич	ПАО "Форвард Энерго"	Общее предложение	С учетом проведённого анализа Генсхемы, имеются следующие замечания к представленному документу: 1. Согласно пунктам 47-65 раздела 3 Методических указаний по проектированию развития энергосистем генерирующие технологии сравниваются между собой по удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE). При этом оптимальные объемы вводов мощности по каждой из отобранных технологий определяются в ходе решения задачи по минимизации функции благосостояния, отражающей суммарные дисконтированные затраты на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии в ЕЭС. По расчетам Системного Оператора LCOE ВЭС меньше LCOE СЭС, что отражено в таблице 21. Тем не менее, объемы вводов СЭС и ВЭС в Генсхеме примерно одинаковы, а в периоде 2031-2035 гг. объемы вводов СЭС даже превосходят объемы вводов ВЭС, что отражено в таблице 23. Учитывая соотношение расчетных LCOE, объемы ввода ВЭС должны превосходить объемы ввода СЭС в течение всего рассматриваемого в Генсхеме периода, однако представленный энергобаланс отражает противоположную тенденцию. Предлагается дополнительно верифицировать полученный расчет и при необходимости скорректировать объемы вводов согласно принципам минимизации стоимости электроэнергии в энергосистеме	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода соответствует прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте СиПР ЭЭС России, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. На период 2031-2042 годов состав генерирующего оборудования, отраженный в Генеральной схеме, определяется рациональной перспективной структурой генерирующих мощностей в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний. На весь период Генеральной схемы суммарный объем вводимых ВЭС больше объема вводимых СЭС. В среднесрочный период объем вводимых ВЭС значительно больше вводимых СЭС (примерно в 1,8 раза). В период 2031-2042 годов объемы СЭС превышают объемы ВЭС за счет значительного объема вводимых СЭС на территории ОЭС Сибири, необходимых для обеспечения баланса электрической энергии
65	Максимов Дмитрий Сергеевич	ПАО "Форвард Энерго"	Общее предложение	С учетом проведённого анализа Генсхемы, имеются следующие замечания к представленному документу: 2. Для расчета LCOE ветрогенерации в Генсхеме используется ЧЧИУМ=2500 (т.е. КИУМ 28.5%). При этом в настоящее время КИУМ проектов, отобранных в рамках конкурсов по отбору проектов ВИЭ со сроками реализации в период с 2025 по 2029 составляет от 32 до 49%. Предлагается для расчета LCOE ветрогенерации использовать медианное значение, то есть КИУМ на уровне 35% (ЧЧИУМ=3100). Использование КИУМ в 28.5% на перспективу до 2042 года не обосновано, так как в настоящее время эксплуатируемые в энергосистеме РФ ВЭС на базе существующей технологии уже достигают среднегодовой КИУМ не менее 30%. Применение более современных технологий ВЭС на горизонте до 2042 года, позволит достигать более высокие показатели КИУМ (не менее 35%) даже в локациях с умеренными ветроэнергетическими ресурсами	не учтено	Значения ЧЧИУМ для формирования рациональной структуры приняты в соответствии с пунктом 53 Методических указаний. Значения ЧЧИУМ ВЭС приняты по среднему фактическому значению за последние четыре года (2500 ч/год). Значение 3100 ч/год соответствует верхней границе статистического диапазона. При этом для расчетов рациональной структуры используются усредненные технико-экономические показатели генерирующих технологий, в связи с чем принимать значение 3100 ч/год некорректно

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
66	Максимов Дмитрий Сергеевич	ПАО "Форвард Энерго"	Общее предложение	С учетом проведённого анализа Генсхемы, имеются следующие замечания к представленному документу: 3. В настоящее время Системы накопления электроэнергии (далее СНЭ) на основе электрохимических элементов (прежде всего литий-ионных) являются наиболее быстроразвивающейся технологией, позволяющей аккумулировать электроэнергию в промышленных масштабах. Например, в Китае мощность таких систем в 2024 году достигла 48 ГВт, единичная мощность отдельных решений достигает более 100 МВт. Однако в представленном проекте Генсхемы, перспективы использования данной технологии СНЭ на перспективу до 2042 никак не оценены. В частности, отсутствует расчет LCOE данной технологии, не оценивается экономическая целесообразность применения таких систем в энергосистеме РФ в том числе с использованием уже существующей сетевой инфраструктуры. Предлагается в рамках Генсхемы провести подобную оценку и рассчитать возможный объем ввода крупных СНЭ на основе электрохимических элементов на перспективу до 2042 года	не учтено	Развитие данного вида накопителей на сегодняшний день не подлежит отражению в Генеральной схеме ввиду отсутствия отработанных технологий. В соответствии с пунктом 33 Правил разработки ДПР актуализация Генеральной схемы проводится каждые три года. В рамках актуализации будет пересмотрен состав генерирующего оборудования в соответствии с актуализированной рациональной перспективной структурой генерирующих мощностей
67	Максимов Дмитрий Сергеевич	ПАО "Форвард Энерго"	Общее предложение	С учетом проведённого анализа Генсхемы, имеются следующие замечания к представленному документу: 4. В условиях отсутствия информации о перспективных площадках и отсутствия перечня конкретных проектов в Генсхеме новые объекты ВЭС и СЭС условно разделены на объекты оптового и розничного рынков. Для определения объема установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, мощность которых будет поставляться на оптовый рынок, к общему объему установленной мощности новых ВЭС, СЭС, определенных в Генсхеме, применен коэффициент, равный отношению установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ и поставляющих мощность на оптовый рынок в 2024 году, к общей установленной мощности всех действующих по состоянию на 2024 год генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ. Коэффициент определяется отдельно для ВЭС и СЭС, применяется для всего прогнозного периода и составляет 0,54 и 0,58 соответственно. Однако указанные коэффициенты соотношения оптовой и розничной генерации требуются перепроверить, так как по данным существующей статистики (например, Ассоциации развития ВИЭ), коэффициент соотношения оптовой и розничной генерации для СЭС и ВЭС составляет соответственно 0,82 и 0,96	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы и обосновывающих материалов
68	Максимов Дмитрий Сергеевич	ПАО "Форвард Энерго"	Общее предложение	С учетом проведённого анализа Генсхемы, имеются следующие замечания к представленному документу: 5. В материалах отсутствует производственный баланс по видам генерации ВИЭ (отдельно для СЭС и ВЭС). В целях повышения репрезентативности Генсхемы, предлагается представить перспективный баланс производства по ВЭС и СЭС раздельно	не учтено	С учетом длительности горизонта планирования предложенная детализация будет носить исключительно условный характер, опираясь на сложившуюся структуру ВИЭ по отдельным энергозонам. В долгосрочном периоде эта структура может существенно измениться, в том числе под влиянием НТП в области освоения ВИЭ. В связи с этим в проекте генеральной схемы разделение ВИЭ на СЭС и ВЭС не производится
69	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Стр.13 (первый абзац сверху) - предлагается записать в редакции: «Основными направлениями развития атомной энергетики являются». Обоснование: представляется, что дальнейшая запись «освоение технологий замкнутого ядерного цикла» несколько шире тематики атомных станций	не учтено	Указанные формулировки соответствуют запланированным направлениям развития атомной энергетики в текущей редакции
70	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Стр.13 (второй абзац сверху) - предлагается записать в редакции: «преимущественное сооружение энергоблоков с водо-водяными энергетическими реакторами, оптимальных по технико-экономическим показателям». Обоснование: в описании Генеральной схемы на 20 листах предлагается максимально избежать аббревиатур (или придется «засорять» текст расшифровкой сокращений)	не учтено	Указанные формулировки соответствуют запланированным направлениям развития атомной энергетики в текущей редакции
71	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Стр.13 (третий абзац сверху) - предлагается записать в редакции: «разработка проектов энергоблоков с водо-водяными энергетическими реакторами средней мощности (от 300 до 600 МВт электрических), сооружение головных энергоблоков и дальнейшее их внедрение по результатам опытно-промышленной эксплуатации». Обоснование: (1) избегать сокращений; (2) действующего прототипа двухпетлевого реактора ВВЭР-С пока нет; (3) ранее в Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года (Утверждена Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р) были включены реакторы ВБЭР-300 (имеющие интегральный корпус - https://elib.biblioatom.ru/text/atomnaya-energiya_t102-1_2007/p35/); с применением унифицированной петли теплообмена обеспечивается мощностной ряд ВБЭР – 600—450—300 МВт (https://elib.biblioatom.ru/text/akademiya-nauk-i-atomnaya-otrasl_2021/p213/); для успеха нужна соревновательность проектов и выбор по итогам опытно-промышленной эксплуатации головных образцов	не учтено	Указанные формулировки соответствуют запланированным направлениям развития атомной энергетики в текущей редакции
72	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Стр.13 (четвертый абзац сверху) - предлагается записать в редакции: «развитие технологий атомных электростанций малой мощности, как наземного базирования, так и в составе плавучих энергоблоков». Обоснование: в Приложение №4 такие энергоблоки, актуальные для технологически	не учтено	Указанные формулировки соответствуют запланированным направлениям развития атомной энергетики в текущей редакции

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				изолированных территориальных энергетических систем, уже включены. К этим проектам уже проявлен интерес и со стороны зарубежных заказчиков		
73	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Стр.13 (пятый абзац сверху) - предлагается записать в редакции: «ускоренное внедрение энергоблоков атомных станций с реакторами на быстрых нейтронах (с жидкометаллическим теплоносителем), как необходимой составляющей двухкомпонентной атомной энергетики для реализации замкнутого ядерно-топливного цикла». Обоснование: (1) избегать сокращений; (2) планы разработки проекта реактора БН-1200 отрасль вынашивает уже более 10 лет (рисунок); (3) после ввода в эксплуатацию реактора БРЕСТ-300 на площадке в г.Северск (Томская обл.) будет больше возможностей развивать оба направления реакторов на быстрых нейтронах. Рисунок из доклада В.Г.Асмолова на МНТК-2010 «Концерн Росэнергоатом» в приложенном файле	не учтено	Указанные формулировки соответствуют запланированным направлениям развития атомной энергетики в текущей редакции
74	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Текстовая часть. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Стр.13 (первое предложение седьмого абзаца сверху) - предлагается записать в редакции: «ПЕРЕЧЕНЬ атомных электростанций, действующих и планируемых к расширению, модернизации и выводу из эксплуатации, представлен в приложении № 3». Обоснование: (1) сохранение преемственности наименованиям Приложений №5 и №6 к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 года (в редакции распоряжения Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года №4384-р); (2) предоставление полной информации по установленной мощности на каждой площадке действующих атомных станций (желательно, с указанием суммарной установленной мощности (на конец 2023 года) с учетом увеличения мощности на действующем оборудовании за счет мероприятий по модернизации (как это было в Приложении №4 в составе генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года (Утверждена Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р)))	не учтено	В тексте приводится название приложения в соответствии с подпунктом «д» пункта 15 Правил разработки ДПР
75	Марьясов Федор Владимирович	Красноярская региональная общественная экологическая организация "Природа Сибири"	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	КОМИССИЯ ПО ОБЩЕСТВЕННОМУ КОНТРОЛЮ за деятельностью ГК «Росатом» при Красноярской региональной общественной экологической организации «Природа Сибири» (далее – Комиссия) вносит следующие предложения и замечания к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года: 1. Исключить из проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года строительство Южноуральской и Красноярской атомных станций с реакторами на быстрых нейтронах (РБН); 2. Заменить запланированные объёмы генерации Южноуральской и Красноярской атомных станций электрогенерацией другого типа (газ, ветрогенерация, солнечная генерация); 3. При невозможности замены атомной генерации на генерацию другого типа запланировать строительство Южноуральской и Красноярской атомных станций на обычных реакторах (ВВЭР). **Позиция Комиссии:** Комиссия считает, что развитие уран-плутониевой энергетики с реакторами на быстрых нейтронах (ЗЯТЦ БР, проект «Прорыв», Брест-300, РБН) является научно не обоснованным, противоречащим мировому опыту и действующему законодательству, а также угрожает национальной безопасности Российской Федерации, затаскивая страну в опасную технологическую ловушку. Масштабная переработка отработавшего ядерного топлива реакторов на быстрых нейтронах на базе ПО «Маяк» (ЗАТО Озёрск Челябинской области) и Горно-химического комбината (ЗАТО Железногорск Красноярского края) не только увеличивает экологическую нагрузку на эти регионы, но и создаёт угрозу для стратегической инфраструктуры ВПК РФ. Развёртывание парка реакторов на быстрых нейтронах (помимо экологических, технологических и экономических аспектов) создаёт потенциальные риски оперативного уничтожения запасов оружейного плутония в случае катастрофических политических процессов в стране (по примеру с ликвидацией запасов оружейного урана). Только отсутствие инфраструктуры в виде реакторов на быстрых нейтронах не позволило выполнить межправительственное соглашение РФ и США по уничтожению 34 тонн оружейного плутония. **Краткое обоснование позиции:**(использованы выдержки из готовящейся к публикации статьи) В 1960-х годах было экспериментально показано на опытном ЗЯТЦ БР EBR-II (60/20 МВт) в США, что переход промышленности на производство энергии с помощью быстрой энергетики займёт многие сотни лет. Реально измеренные КВ (коэффициент воспроизводства) начальных циклов оказались крайне низкими (не более 1,15) и имели тенденцию к снижению с увеличением количества циклов. Время удвоения плутония оказалось неприемлемо большим (более 50 лет). Сегодняшние расчёты показывают, что при реализации гипотезы ЗЯТЦ БР разведанных запасов природного урана хватит на 2 000 лет, однако никто в мире за 60-70 лет не приблизился к решению этой задачи. ЗЯТЦ БР никогда не было, нет, и научно обосновано, что	учтено частично	В соответствии с пунктом 18 Правил разработки ДПР, исходные данные для разработки Генеральной схемы предоставляются ГК «Росатом». Площадки для размещения новых АЭС были выбраны с учетом соответствия площадок требованиям НП-032-19, а также на основании рациональной структуры генерирующих мощностей, которая была разработана в соответствии с Главой III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Проект Красноярской АЭС исключен из проекта генеральной схемы

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				на планете людей его никогда не будет. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) уже превысили генерацию АЭС, и генерация ВИЭ растет по 1% в год. Через 80-90 лет ВИЭ полностью заменит ископаемые источники энергии – уголь, нефть и газ. Использование плутония в топливе АЭС с реакторами на быстрых нейтронах требует очень скрупулёзного расчёта конструкции, и также чревато потерей управляемости и разрушением реактора при резком увеличении мощности и перегреве топлива. Требования к системам управления и защиты быстрого реактора в десятки раз жёстче, чем для теплового реактора. Мировой опыт эксплуатации быстрых натриевых реакторов на плутонии отрицательный. Реактор теряет управляемость даже в обычных режимах эксплуатации, и нет единого мнения экспертов, по какой причине это происходит [реакторы EBR-I и EBR-II в США и реакторы Phoenix и Super Phoenix во Франции]. Сегодня только реактор БН-800 работает на топливе из природного урана и плутония, извлечённого из ОЯТ реакторов ПУГР (и ВВЭР). Это опасный режим, так как при работе реактора со временем изменится изотопный состав плутония, и он приблизится к тому равновесному изотопному составу, который был в реакторах США и Франции 30-50 лет назад		
76	Королев Игорь Александрович	Физическое лицо	Приложение 2. Рациональная структура генерирующих мощностей	Добрый день. При определении рациональной структуры генерирующих мощностей выношу следующие замечания: 1. Не учтены параметры и динамика параметров производства и потребления электроэнергии, заложенные в Стратегии социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года	не учтено	В соответствии с пунктом 24 Правил разработки ДПР, разработка Генеральной схемы осуществляется на основе долгосрочного прогноза потребления, который утверждается Правительственной комиссией по вопросам развития электроэнергетики. Производство электрической энергии определено рациональной структурой генерирующих мощностей, сформированной в соответствии с главой III Методических указаний. Проект Генеральной схемы увязан с документами стратегического планирования, предусматривающими достижение углеродной нейтральности. Данная задача учитывается при формировании рациональной структуры путем отбора наиболее экономически эффективных технологий безуглеродной генерации с учетом критерия балансовой надежности
77	Королев Игорь Александрович	Физическое лицо	Приложение 2. Рациональная структура генерирующих мощностей	Добрый день. При определении рациональной структуры генерирующих мощностей выношу следующие замечания: 2. Достоверность результатов расчетов LCOE - экономические удельные показатели по АЭС на уровне с традиционной топливной энергетикой, при этом удельные капитальные и условно-постоянные затраты у АЭС (табл.20) на порядок выше остальной генерации	не учтено	Расчет LCOE осуществляется в соответствии с пунктом 50 Методических указаний. Расчет LCOE осуществляется за весь жизненный цикл технологии, который принимается с учетом срока службы основного энергетического оборудования и является разным для разных генерирующих технологий. Поскольку у АЭС жизненный цикл примерно в 2 раза больше, чем у топливной генерации, период возврата капитальных вложений также больше. Кроме того, весомый вклад в LCOE топливной генерации вносит цена топлива, которая для АЭС на порядок ниже. В отношении удельных капитальных затрат на сооружение АЭС следует отметить, что их величина ограничена постановлением Правительства Российской Федерации от 24.07.2024 № 1000
78	Королев Игорь Александрович	Физическое лицо	Приложение 2. Рациональная структура генерирующих мощностей	Добрый день. При определении рациональной структуры генерирующих мощностей выношу следующие замечания: 3. Прогноз воздействия на окружающую среду не учитывает совокупный ущерб причиненный экологии в период добычи и производства материалов/оборудования, последующей утилизации для углеродной и возобновляемой генерации	не учтено	Оценка влияния перспективного развития электроэнергетики на окружающую среду выполнена в соответствии с Главой IX Методических указаний и подпунктом «л» пункта 15 Правил разработки ДПР. Учет указанных в замечании факторов не предусмотрен требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем
79	Королев Игорь Александрович	Физическое лицо	Приложение 2. Рациональная структура генерирующих мощностей	Добрый день. При определении рациональной структуры генерирующих мощностей выношу следующие замечания: 4. Отсутствует такие критерии при рационализации как: обеспечение национальных интересов, мультипликативный экономический эффект, совокупный ущерб экологии при изменении структуры видов генерирующих мощностей	не учтено	Обоснование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей выполнено в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний. Оценка влияния перспективного развития электроэнергетики на окружающую среду была выполнена в соответствии с требованиями раздела IX Методических указаний по проектированию развития энергосистем. Учет указанных в замечании критериев не предусмотрен требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем
80	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Приложение 3. Изменение установленной мощности существующих АЭС	Предложения ООО «НПО «ДИАПРОК» по изменению наименования таблицы в Приложении 3(файл «Приложение 3_АЭС существующие.pdf» в составе архива с сайта – файл «genschem_2042_public_disc») Наименование таблицы в Приложении №3: «ПЕРЕЧЕНЬ существующих атомных электростанций, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более». Предлагаемое наименование таблицы в Приложении №3: «ПЕРЕЧЕНЬ атомных электростанций, действующих и планируемых к расширению, модернизации и выводу из эксплуатации» (если будет сохранено отдельное Приложение №4 (файл «Приложение 4_АЭС планируемые.pdf» в составе архива с сайта – файл «genschem_2042_public_disc»)	не учтено	Наименование приложения 3 приведено в соответствии с подпунктом «д» пункта 15 Правил разработки ДПР

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
81	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Приложение 3. Изменение установленной мощности существующих АЭС	Целесообразность в преемственности наименованиям Приложений №5 и №6 к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 года (в редакции распоряжения Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года №4384-р):- Приложение №5 «ПЕРЕЧЕНЬ атомных электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации (базовый вариант)»;- Приложение №6 «ПЕРЕЧЕНЬ атомных электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации (минимальный вариант)»	не учтено	Наименование приложения приведено в соответствии с подпунктом «д» пункта 15 Правил разработки ДПР. При формировании Генеральной схемы рассматривается один сценарий долгосрочного прогноза потребления, разрабатываемого в соответствии с подпунктом «в» пункта 6 Методических указаний по прогнозированию, на основе базового сценария долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации
82	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Приложение 3. Изменение установленной мощности существующих АЭС	Дополнительный вопрос - какой вариант развития производства электроэнергии на АЭС представлен в Приложении 3: минимальный или базовый? Желательно это указать в окончательной редакции Генеральной схемы до 2042 года	не учтено	При формировании Генеральной схемы рассматривается один сценарий долгосрочного прогноза потребления, разрабатываемого в соответствии с подпунктом «в» пункта 6 Методических указаний по прогнозированию, на основе базового сценария долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации. Сценарность генеральной схемы действующим законодательством не предусмотрена
83	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Предложения по изменению формата файла -Приложение 4_АЭС планируемые-: В Приложении №4 представляется необходимым указать принадлежность планируемых к сооружению атомных станций не только к одной из двух синхронных зон ЕЭС России, но и указать принадлежность к конкретной объединённой энергосистеме и энергосистеме области, а также к конкретным технологически изолированным территориальным энергосистемам	не учтено	В соответствии с пунктом 15 Правил разработки ДПР перечень планируемых к строительству и вводу в эксплуатацию атомных электростанций должен быть детализирован информацией о месте расположения, количестве и типе энергоблоков с разбивкой по каждому году долгосрочного периода
84	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Предложения по изменению формата файла -Приложение 4_АЭС планируемые- В Приложении №4 представляется необходимым указать принадлежность планируемых к сооружению атомных станций не только к одной из двух синхронных зон ЕЭС России, но и указать принадлежность к конкретной объединённой энергосистеме и энергосистеме области, а также к конкретным технологически изолированным территориальным энергосистемам. См.прилагаемый файл "reg937-130818.pdf"	не учтено	В соответствии с пунктом 15 Правил разработки ДПР перечень планируемых к строительству и вводу в эксплуатацию атомных электростанций должен быть детализирован информацией о месте расположения, количестве и типе энергоблоков с разбивкой по каждому году долгосрочного периода
85	Щербаков Ярослав Евгеньевич	Физическое лицо	Общее предложение	Исключить из планов строительства Южноуральскую АЭС на основании результатов референдума утвержденных Решением Челябинского городского Совета народных депутатов от 17.04.1991 года	не учтено	При выборе площадок для размещения новых АЭС в Генеральной схеме были учтены требования НП-032-19
86	Шкварский Никита	ООО "ЕАККЭР"	Общее предложение	Проект Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики содержит информацию о планируемом вводе во 2-й синхронной зоне ВЭС мощностью 300 МВт в 2027 году, 650 МВт в 2028 году. В настоящее время ведется разработка СВМ ВЭС в Амурской области мощностью до 1000 МВт, техническое задание на которую предусматривало аналогичный набор мощности. По состоянию на текущую дату в ТЗ внесены изменения. Согласованная АО «СО ЕЭС» редакция содержит следующий набор мощности ВЭС нарастающим итогом: 380 МВт – 2027 год, 765 МВт – 2028 год, 1 000 МВт – 2029 год. С учетом изложенного, просим внести следующие изменения: 1. Обосновывающие материалы (страница 67, таблица 24 «Установленная мощность электростанций электроэнергетических систем России с детализацией по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС, МВт»): в позиции «2-ая синхронная зона, всего» в строке «ВЭС» указанную в 2027 году мощность 300 МВт и в 2028 году – 650 МВт заменить на 380 МВт и 765 МВт соответственно. 2. Приложение №9 к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (страница 2, таблица 3 «Баланс мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России, МВт»): в строке «ВЭС, СЭС» указанную в 2027 году мощность 300 МВт и в 2028 году – 1 150 МВт заменить на 380 МВт и 1 265 МВт соответственно	учтено	На страница 67 в таблице 24 «Установленная мощность электростанций электроэнергетических систем России с детализацией по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС, МВт» обосновывающих материалов в позиции «2-ая синхронная зона, всего» в строке «ВЭС» установленная мощность электростанций ВЭС в 2027 году уточнена на 380 МВт, в 2028 году на 765 МВт. В таблице 3 «Баланс мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России» приложения 9 в строке ВЭС, СЭС установленная мощность уточнена с учетом предложений, указанных в пункте 1 предложения
87	Глухарев Андрей Эдуардович	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Исключить из планов строительства Южноуральскую АЭС на основании результатов референдума, утвержденных Решением Челябинского городского Совета народных депутатов от 17.04.1991 года	не учтено	При выборе площадок для размещения новых АЭС в Генеральной схеме были учтены требования НП-032-19
88	Попова Александра Добрый	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Исключить из плана строительство АЭС вблизи Метлино, так как это грубо противоречит решению референдума 1991 года, на котором 76 процентов жителей высказалось ПРОТИВ	не учтено	При выборе площадок для размещения новых АЭС в Генеральной схеме были учтены требования НП-032-19
89	Сырмолотов Павел Сергеевич	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Исключить из планов строительства Южноуральскую АЭС на основании результатов референдума, утвержденных Решением Челябинского городского Совета народных депутатов от 17.04.1991 года	не учтено	При выборе площадок для размещения новых АЭС в Генеральной схеме были учтены требования НП-032-19
90	Буйный Леонид Вячеславович	Физическое лицо	Общее предложение	Исключить из планов строительства Южноуральскую АЭС на основании результатов референдума, утвержденных Решением Челябинского городского Совета народных депутатов от 17.04.1991 года	не учтено	При выборе площадок для размещения новых АЭС в Генеральной схеме были учтены требования НП-032-19

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
91	Черганов Юрий Владимирович	Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года во вложенном файле. 1.В проекте Генсхемы заложены риски избыточного строительства генерирующих и электросетевых объектов, их последующей недозагрузки и неоправданной тарифно-ценовой нагрузке на потребителей, поскольку выбранный для определения оптимальной структуры баланса энергомощностей в ЕЭС России критерий (LCOE) не полном объеме отражает совокупные затраты на электроснабжение экономики. Для сокращения указанных рисков целесообразно при последующих актуализациях документа проводить итерационные расчеты, позволяющие оптимизировать размещение генерации и сетей по критерию минимизации совокупных дисконтированных затрат на производство, передачу и распределение электрической энергии (мощности) в долгосрочном периоде. Методология выбора рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, исходя из раздела 4 Генсхемы, основана на сравнении технологии по критерию удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии. При этом в Генсхеме отсутствует детальное описание и сами расчеты удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии. На основе представленных обосновывающих материалов сделать вывод об учете совокупных затрат на создание новых генерирующих объектов, включая электросетевую инфраструктуру, а также затраты на строительство объектов для выдачи мощности (СВМ), не представляется возможным. Так, например, расчет и сопоставление стоимости поставки электроэнергии от нового энергоблока АЭС, в сравнении с другими технологиями, целесообразно рассматривать по полным затратам, формируемым с учётом стоимости реализации дорогостоящей СВМ. Данные затраты могут существенно изменить результаты расчетов удельной дисконтированной стоимости производства электроэнергии, повлиять на оптимальность выбора состава и технологий генерирующего оборудования. Для определения оптимальной структуры баланса энергомощностей в ЕЭС России целесообразно проводить итерационные расчеты, позволяющие оптимизировать размещение генерации и сетей по критерию минимизации совокупных дисконтированных затрат на всех этапах. Такой подход был использован ИСЭМ СО РАН в работе «Разработка порядка определения величины нормативного резерва генерирующих мощностей в Единой энергетической системе России и изолированных энергосистемах», выполненной в Ассоциации «НП Совет рынка» в 2020 году. Подход, заложенный в основу этой работы направлен на целесообразность и оптимальность уровня резерва генерирующей мощности, а также обеспечение надёжности функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС)	не учтено	В соответствии с главой III Методических указаний, при формировании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей реализован двухэтапный порядок. На первом этапе осуществляется отбор генерирующих технологий путем их сопоставления по критерию LCOE (пункты 50–52 Методических указаний), на втором этапе – непосредственно формирование рациональной структуры по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат путем проведения вариантных модельных расчетов (пункты 58–63 методических указаний). Указанный порядок отражен в главе 4 обосновывающих материалов. При этом избыточность технических решений, предполагающих ввод новых генерирующих и электросетевых мощностей, отсутствует. К 2042 году в отдельных энергосистемах имеет место избыточность генерирующей мощности, обусловленная сложившейся структурой мощностей, низким прогнозным ростом потребления и необходимостью сохранения установленной мощности ТЭЦ в соответствии с ключевыми технико-экономическими показателями и ограничениями, подлежащими учету при формировании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, а также оценке ценовых и тарифных последствий реализации генеральной схемы, утвержденными протоколом Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр (далее – исходные условия Минэнерго России). Расчеты выполнены в соответствии с главой III Методических указаний и с учетом согласованных Минэнерго России технико-экономических показателях, полное описание которых приведены в обосновывающих материалах. Затраты на СВМ на этапе формирования рациональной структуры не учитываются в связи с тем технические решения по их реализации являются индивидуальными и зависят от конкретного проекта, не только для АЭС, но и для других типов электростанций. Детальная проработка СВМ в рамках разработки проекта Генеральной схемы не осуществляется, все предлагаемые решения носят предварительный характер и подлежат уточнению при выполнении соответствующих внестадийных работ. Укрупненные затраты на СВМ учитываются при выборе площадок размещения новых генерирующих мощностей в соответствии с главой IV Методических указаний после формирования рациональной структуры. При формировании Генеральной схемы выполнены итерационные расчеты рациональной структуры по критерию минимума дисконтированных затрат, БН (с последующей корректировкой структуры мощностей), расчеты по выявлению локальных дефицитов мощности в отдельных частях ЕЭС России с приоритетным размещением в них объектов генерации для целей минимизации строительства электрических сетей и формирование окончательной структуры генерирующих мощностей. Кроме того, при формировании рациональной структуры учитываются межзональные электрические связи между энергозонами, выделенными на рисунке 36 главы 4 обосновывающих материалов, стоимость сооружения/расширения которых сопоставима со стоимостью строительства новой генерации. По итогам формирования рациональной структуры целесообразность усиления указанных связей не выявлена (за исключением принятых в СиПР ЭЭС России решений), что свидетельствует об оптимальности предложенной рациональной структуры
92	Черганов Юрий Владимирович	Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года во вложенном файле. 2.Проектом Генсхемы программируется снижение эффективности функционирования генерирующего комплекса за счет планового роста недоступной мощности. Масштабные инвестиции в развитие энергетической инфраструктуры должны приводить к повышению её эффективности, в том числе снятию ограничений на выдачу мощности. Целесообразно пересмотреть подход к формированию баланса мощности в энергосистеме. Согласно приложению №9 к Генсхеме, рост установленной мощности электростанций к 2042 году на 42,8 ГВт (рост 16,9%) относительно 2025 года, одновременно сопровождается существенным непропорциональным приростом ограничений на выдачу мощности, который составляет 15,05 ГВт (рост 61,4%). К 2042 году совокупный объем ограничений на выдачу оплачиваемой мощности составит 39,6 ГВт, что соизмеримо с объемом установленной мощности современной ОЭС Центра, мощность которой на 01.01.2023 составляет 50,5 ГВт. Для исключения рисков, связанных с ростом ограничений на выдачу мощности целесообразно пересмотреть подход к формированию баланса мощности в энергосистеме	не учтено	Указанный рост ограничений мощности обусловлен увеличением установленной мощности СЭС и ВЭС, которые не участвуют в балансе мощности на час максимума потребления. Кроме того, в 2042 году имеют место вводы мощности IV квартала, которые однократно, в год ввода, попадают в ограничения. Указанный рост ограничений мощности не связан с ограниченной пропускной способностью электрической сети. По ТЭС к 2042 году объемы ограничений снижаются в связи с модернизацией и заменой устаревшего оборудования
93	Черганов Юрий Владимирович	Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года во вложенном файле. 3.Масштабное строительство ГАЭС избыточно и ведет к некомпенсируемым затратам для экономики. Для балансирования режима целесообразно использовать наиболее эффективные и менее дорогостоящие способы управления. В Генсхеме предусмотрено масштабное строительство дорогостоящих ГАЭС, совокупной	не учтено	Предусмотренное проектом генеральной схемы строительство ГАЭС планируется, в первую очередь, для предотвращения локальных дефицитов мощности, а не для обеспечения регулировочного диапазона. Для предусмотренных вариантов размещения ГАЭС их использование для предотвращения локальных дефицитов является наиболее эффективным с учетом принятых технико-экономических показателей. Проект Центральной ГАЭС, не

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				мощностью 4,8 ГВт (приложение №9). Средневзвешенная одноставочная цена продажи электрической энергии и мощности действующей Зеленчукская ГЭС-ГАЭС по итогам 2023 года составила 60,8 руб./кВтч при цене ОРЭМ в 1 ЦЗ - 2,82 руб./кВтч. При таких объемах строительства ГАЭС их функционирование ведет к росту некомпенсируемых затрат для экономики - существенному росту цены электроэнергии на РСВ в ночные часы из-за роста ее потребления и повышенным платежам за мощность, при этом не окажет значительное влияние на снижение цены в пиковые часы. Новые реакторы АЭС поколения III+ (ВВЭР-1200 и ВВЭР ТОИ) имеют регулировочный диапазон одного планового цикла изменения активной мощности от 100% до 50% от номинальной мощности блока и обратно (250 циклов в год). Наращивание объемов строительства новых энергоблоков АЭС, предусмотренное Генсхемой позволит максимально эффективно обеспечить необходимый регулировочный диапазон для управления режимом работы ЕЭС		востребованный по условиям локального баланса мощности, исключен из проекта Генеральной схемы
94	Черганов Юрий Владимирович	Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года во вложенном файле. 4.Отразить корректные затраты на электросетевой комплекс. В Таблице 72 Обосновывающих материалов приведены объемы капитальных вложений на прогнозный период по сегментам отрасли. При этом имеется существенная неравномерность распределения капитальных вложений по годам, что выражено в сегменте ЕНЭС. Так, например, в 2025 году требуется 105 млрд руб., далее идет существенный рост по годам и к 2030 году – рост почти в два раза по отношению к вложениям 2025 года. При этом, далее следует резкое снижение – в 2031 году до 94 млрд руб. (ниже уровня 2025 года) и в 2033 году до 46 млрд руб., а с 2037 года капитальные вложения в этом секторе вообще не предусмотрены. Указанное свидетельствует о необходимости более взвешенного подхода к формированию величины средневзвешенного срока возврата по заемным средствам, который принят только на основе анализа отчетных данных субъектов электроэнергетики за 2023 и составляет 7 лет для генерирующих компаний и 9 лет для ПАО «Россети». Считаем целесообразным установить 15-летний срок возврата по заемным средствам, что является вполне обоснованным с учетом вышеуказанной неравномерности	не учтено	В соответствии с подпунктом «м» пункта 15 Правил разработки ДПР Генеральная схема содержит прогнозные объемы капитальных вложений в развитие объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых равен или превышает 330 кВ для синхронных зон и 220 кВ для ТИТЭС, а также объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых равен или превышает 220 кВ, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии, указанных в подпунктах «в»-«е» пункта 15 Правил разработки ДПР. В соответствии с подпунктами «з» и «и» пункта 15 Правил разработки ДПР Генеральная схема содержит перечень планируемых к строительству, реконструкции, вводу в эксплуатацию или выводу из эксплуатации линий электропередачи и подстанций, в том числе обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии. Перечень разрабатывается на период с 1-ого по 12-й год долгосрочного периода, то есть по 2036 год проекта Генеральной схемы, и содержится в Приложении 11 к проекту Генеральной схемы. Прогнозные объемы капитальных вложений, приведенные в таблице 72 Обосновывающих материалов, для целей оценки тарифных последствий определены на основании указанного перечня Приложения 11. Неравномерность объема капитальных затрат по годам связана со стоимостью мероприятия, прогнозируемым сроком ввода объекта в эксплуатацию, сроком реализации мероприятия. Согласно пункту 274 Методических указаний при оценке ценовых и тарифных последствий реализации технических решений, предлагаемых в Генеральной схеме, средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принимается на основе отчетных данных или целевых показателей (при их наличии) по каждому сегменту отрасли. Целевые показатели отсутствуют. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят для каждого из рассматриваемых сегментов отрасли – генерации и магистральной электрической сети, на основе отчетных данных за 2023 год
95	Черганов Юрий Владимирович	Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года во вложенном файле. 5.При доработке Генсхемы целесообразно учесть экспортно-импортные поставки электроэнергии и мощности из Республики Беларусь при расширении Белорусской АЭС путем строительства 3 энергоблока. Россия и Белоруссия обсуждают возможность строительства на Белорусской АЭС третьего энергоблока. Данная информация не учтена при разработке Генсхемы, целесообразно ее учесть для корректного составления баланса мощности в энергосистеме	не учтено	Показатели экспортных поставок электрической энергии и мощности приняты в соответствии с данными ПАО «Интер РАО», направленными согласно требованиям Правил предоставления информации
96	Черганов Юрий Владимирович	Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года во вложенном файле. 6.Целесообразно синхронизировать в Генсхеме информацию о величинах капитальных затратах на строительство объектов генерации с данными из СиПР 2025-2030. В обосновывающих материалах, представленных к Генсхеме 2042 (таблица 70) и СиПР (таблица 49) капитальные затраты на реализацию технических решений имеют существенные различия, при этом баланс установленной мощности электростанций и выработки электроэнергии в проектах документов совпадает. ***Таблица в приложенном файле*** Существенное различие в объеме капитальных затрат искажает оценку тарифно-ценовых последствий реализации технических решений, завышая прогнозные данные. Считаем целесообразным синхронизировать в Генсхеме информацию о величинах капитальных	не учтено	Более значительные объемы капитальных затрат в таблице 70 Обосновывающих материалов Генеральной схемы, по сравнению с объемами таблицы 49 Обосновывающих материалов СиПР ЭЭС России, в период до 2030 года обусловлены следующими причинами: 1) Прогнозные объемы капитальных вложений (прогноз потребности в инвестиционных ресурсах) отражают суммарную потребность финансирования проектов по развитию генерации и электрических сетей на каждый год в течение срока реализации каждого проекта. Для обеспечения ввода в эксплуатацию объектов, запланированных после 2030 года в Генеральной схеме, с учетом сроков реализации строительства объектов необходимо начать финансировать такие проекты до 2030 года. 2) В соответствии с пунктом 59 Правил разработки ДПР в СиПР ЭЭС России включаются проекты по вводу/выводу/модернизации генерирующих объектов, по которым приняты и зафиксированы решения. В Генеральной схеме учитываются

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				затратах на строительство объектов генерации с данными из СиПР 2025-2030 и актуализировать оценку тарифно-ценовых последствий реализации этих решений		результаты формирования рациональной структуры генерирующих мощностей, обеспечивающие перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности. Таким образом, в объемах капитальных вложений в проекте Генеральной схемы также учитываются затраты на новые необходимые для функционирования энергосистемы проекты, не включенные в СиПР ЭЭС России. 3) Объем капитальных вложений в развитие электрических сетей в таблице 70 Обосновывающих материалов Генеральной схемы определен с учетом требований к формированию перечня электрических сетей по подпунктам «з» и «и» пункта 15 Правил разработки ДПР. В перечень электрических сетей в синхронных зонах включаются мероприятия по развитию сетей 330 кВ и выше и 220 кВ и выше, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии, включенных в проект Генеральной схемы. Объем капитальных вложений в развитие электрических сетей в таблице 49 Обосновывающих материалов СиПР ЭЭС России определен для перечня мероприятий по развитию сетей 220 кВ и выше и без учета мероприятий, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии, в соответствии с критериями по пункту 57 Правил разработки ДПР. Таким образом, объемы капитальных затрат до 2030 года в Генеральной схеме и в СиПР ЭЭС не должны совпадать, актуализация оценки ценовых и тарифных последствий не требуется
97	Черганов Юрий Владимирович	Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года во вложенном файле. 7.Целесообразно провести раздельный учет затрат и актуализировать оценку тарифно-ценовых последствий реализации технических решений для ценовых и неценовых зон оптового рынка, а также изолированных территорий. В Генсхеме недостаточность выручки за период 2025–2042 годов оценивается в сравнении с ценами оптового рынка. При этом все проекты строительства новой генерации на всей территории России необоснованно суммируются в отсутствие единых правил формирования цен и тарифов. Такой принцип расчета совокупных затрат искажает результаты оценки и ведет к ошибочным решениям. Представленная в приложении № 16 оценка ценовых и тарифных последствий реализации Генсхемы не совпадает с реальными рыночными ценами в период 2025-2030 гг. Так, например, необходимая составляющая среднеотпускной цены электрической энергии для потребителей по всем типам генерации в 2025-2030 гг. составляет 6,09 руб./кВт·ч, при этом согласно прогнозу Совета рынка, учитывающего большинство новых проектов из Генсхемы до 2030 года, одноставочная цена рынка составляет 3,59 руб./кВт·ч (без учета объемов РД) и 3,17 руб./кВт·ч (с учетом объемов РД). Для исключения указанных рисков целесообразно отдельно учитывать затраты по ценовым и неценовым зонам оптового рынка, изолированным территориям и актуализировать оценку тарифно-ценовых последствий реализации Генсхемы	не учтено	В соответствии с Методическими указаниями, оценка ценовых и тарифных последствий выполняется в целом по ЕЭС России, без дифференциации по ценовым и неценовым зонам. Для технологически не связанных с ЕЭС России территорий и ТИТЭС оценка не выполняется. В Генеральной схеме недостаточность выручки в сегменте генерации определяется как разница между необходимой валовой выручкой и прогнозной валовой выручкой, рассчитываемой при существующих механизмах ценообразования, а не в сравнении с ценами оптового рынка. 1. Подходы к расчету прогнозной среднеотпускной цены электрической энергии по сегменту генерации по Методическим указаниям и к расчету прогнозируемой НП Совет рынка одноставочной цены различны. В основном различия касаются учитываемых объемов электрической энергии. В соответствии с пунктом 306 Методических указаний прогнозная среднеотпускная цена электрической энергии для потребителей должна рассчитываться как отношение суммарной прогнозной валовой выручки сегментов генерации и сегмента магистральной электрической сети к объему полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС. Соответственно, прогнозная среднеотпускная цена электрической энергии для потребителей в сегменте генерации также рассчитывается исходя из объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС. При расчете прогнозируемой одноставочной цены электрической энергии для потребителей оптового рынка используется суммарный объем потребления электрической энергии (покупка минус продажа) по всем секторам, включая регулируемые договоры, который больше, чем объем полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС. 2. При формировании прогнозных цен на период до 2030 года НП Совет рынка учитывает только проекты по объектам генерации, по которым приняты и зафиксированы решения об их реализации. Не учитываются новые проекты, предлагаемые в Генеральной схеме. 3. Сравнивать необходимую составляющую средней отпускной цены электрической энергии по всем типам генерации с одноставочной ценой на электрическую энергию на оптовом рынке некорректно, в том числе по следующей причине: необходимая составляющая средней отпускной цены электрической энергии по всем типам генерации рассчитывается исходя из необходимой валовой выручки генерирующих компаний, тогда как одноставочная цена на электрическую энергию на оптовом рынке рассчитывается исходя из действующих механизмов ценообразования, учитывающих не все необходимые затраты генерирующих компаний на производство электрической энергии, а предельные затраты, принимаемые для расчета цен на оптовом рынке. В целях оценки достаточности выручки и корректного сравнения необходимая составляющая средней отпускной цены электрической энергии по всем типам генерации, рассчитанная на основании необходимой валовой выручки, должна сравниваться с прогнозной составляющей средней отпускной цены электрической энергии по всем типам генерации, рассчитанной на основании прогнозной валовой выручки при действующих механизмах ценообразования при одинаковой

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
						номенклатуре и значениях прогнозных производственных показателей, использованных при расчете необходимой валовой выручки
98	Черганов Юрий Владимирович	Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года во вложенном файле. 8.В Генсхеме целесообразно указать полный и актуальный объем ввода генерации до 2042 года. В Генсхеме представлены итоговые объемы ввода генерации до 2042 года, при этом приложениях №3-8 перечислены только известные объекты мощностью более 100 МВт. Отсутствие полного перечня объектов генерации в приложениях и частичное указание известных проектов снижает репрезентативность и актуальность документа. Так, например, объем ввода мощности новых энергоблоков АЭС составляет 28,499 ГВт, при этом в приложении №4 указан совокупный объем ввода в размере 23,749 ГВт. В приложении №8 указан плановый объем ввода новой мощности ТЭС до 2036 года в размере 11,891 ГВт, с 2036 года данные не представлены. При этом объем ввода новых ТЭС до 2042 года составляет около 39,428 ГВт. Объем ввода новых ВЭС и СЭС прогнозируется около 17,387 ГВт (приложение №6), при этом до 2036 года будет введено 2,63 ГВт установок мощностью более 100 МВт. Энергоустановки, мощностью менее 100 МВт целесообразно указать совокупным объемом отдельной строкой в приложении №6 с разбивкой по годам	не учтено	Приложения 3-8 представлены в соответствии с требованиями подпунктов «в»-«е» пункта 15 Правил разработки ДПР. В приложении 4 приведен перечень планируемых к строительству АЭС. Перечень существующих АЭС, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более приведен в приложении 3. В приложении 8 перечень ТЭС приведен в соответствии с подпунктом «е» пункта 15 Правил разработки ДПР, согласно которому Генеральная схема содержит перечень существующих объектов по производству электрической энергии, в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более в отношении каждого объекта по производству электрической энергии в течение одного календарного года, на период с 1-го по 12-й год долгосрочного периода с разбивкой по каждому году такого периода
99	Черганов Юрий Владимирович	Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» к проекту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года во вложенном файле. 9.В Генсхеме целесообразно указать актуальную информацию о новых генерирующих объектах до 2030 года, строительство которых будет осуществляться по итогам проведенных отборах КОММод и КОМ НГО, а также принятых решениях о строительстве новой генерации. В Генсхемы учтены совокупные объемы ввода новой генерации в период 2025-2030 гг. При этом пообъектный перечень о строительстве новой генерации известен по итогам состоявшихся отборов КОММод и КОМ НГО, принятых и планируемых Правительством РФ решений на основе предложений Минэнерго России. При доработке Генсхемы целесообразно указать актуальную информацию о новых генерирующих объектах	учтено частично	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода соответствует прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте СиПР ЭЭС России. В проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы в приложении 2 учтены объекты генерации по итогам состоявшихся отборов КОММод, КОМ НГО. При разработке Генеральной схемы в балансах мощности и электрической энергии учтены данные объекты генерации. В приложении 8 в соответствии с подпунктом «г» пункта 15 Правил разработки ДПР приводится перечень планируемых к строительству и вводу в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии, в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической энергии, установленная мощность которых в отношении каждого объекта по производству электрической энергии составляет 100 МВт и более. С учетом подпункта «г» пункта 15 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики в приложении 8 электростанции, на которых изменения установленной мощности составляют менее 100 МВт, отсутствуют. При доработке Генеральной схемы будут учтены объекты генерации, включенные в Реестр итогов КОМ НГО, проведенного на основании распоряжения Правительства Российской Федерации от 18.07.2024 № 1920-р
100	Гиззатуллин Ильнур Фанурович	АО «Татэнерго»	Общее предложение	В Таблице 20 и в Таблице 21 в разделе 4 Обосновывающих материалов вызывает сомнения корректность расчета показателей LCOE для различных типов оборудования. Необходимо уточнить расчеты определения LCOE, а также в отдельном приложении привести основные промежуточные величины при расчете LCOE для каждого типа оборудования	не учтено	Расчет LCOE осуществляется в соответствии с пунктом 50 Методических указаний. Включение в обосновывающие материалы Генеральной схемы промежуточных расчетов LCOE не предусмотрено Правилами разработки ДПР
101	Гиззатуллин Ильнур Фанурович	АО «Татэнерго»	Общее предложение	В Таблице 20 в Разделе 4 Обосновывающих материалов При анализе стоимостных показателей вводов мощности в затраты на ввод АЭС должны быть включены затраты на строительство регулирующих мощностей, необходимых для выравнивания суточного графика нагрузки	не учтено	В соответствии с пунктом 111 Правил технологического функционирования энергоблоки АЭС с реакторными установками типа ВВЭР-ТОИ обеспечивают возможность прохождения в сутки одного планового цикла изменения активной мощности в диапазоне от 100 до 50 процентов номинальной мощности энергоблока и обратно с общим количеством циклов изменения активной мощности до 250 раз в течение одного года, энергоблоки АЭС с реакторными установками типа ВВЭР-1200 обеспечивают возможность прохождения в сутки одного планового цикла изменения активной мощности в диапазоне от 100 до 80 процентов номинальной мощности энергоблока и обратно с общим количеством циклов изменения активной мощности до 200 раз в течение одного года. С учетом изложенного, а также планируемого режима работы действующих и перспективных АЭС в базовой части графика нагрузки с учетом выполненных оптимизационных расчетов, сооружение дополнительных маневренных мощностей не требуется
102	Гиззатуллин Ильнур Фанурович	АО «Татэнерго»	Общее предложение	Вызывает сомнения обоснованность значительных объемов ввода АЭС в ОЭС Центра и европейской части России в целом. В связи с непростой геополитической ситуацией в мире, строительство атомных станций в первой ценовой зоне, в особенности вблизи границ России, очень опасно	не учтено	В соответствии с пунктом 18 Правил разработки ДПР, исходные данные для разработки Генеральной схемы предоставляются ГК «Росатом». Площадки для размещения новых АЭС были выбраны с учетом соответствия площадок требованиям НП-032-19, а также на основании рациональной структуры генерирующих мощностей, которая была разработана в соответствии с требованиями Раздела III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, определен посредством их

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
						сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Весь инвестиционный цикл строительства АЭС, от разработки проектной документации до физического пуска энергоблоков, занимает примерно 10 лет. В 2027 году, в соответствии с пунктом 33 Правил разработки ДПР, начнется актуализация положений Генеральной схемы в части периода с 2028 по 2042 годы, и, в случае необходимости, состав генерирующего оборудования будет пересмотрен
103	Гиззатуллин Ильнур Фанурович	АО «Татэнерго»	Общее предложение	Указать, что в перспективе все паросиловое оборудование на ГРЭС, работающих на газе, должно быть заменено на ПГУ, так как данное оборудование намного эффективнее, что позволит не только экономить топливо, но и значительно снизить цены для потребителей	учтено	В рамках разработки Генеральной схемы формируется рациональная перспективная структура генерирующих мощностей. Формирование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей выполняется в соответствии с требованиями Раздела III Методических указаний и осуществляется в два этапа: 1) определение состава генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством их сопоставления по критерию удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE); 2) определение масштабов развития генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Объемы ввода в эксплуатацию отобранных по критерию LCOE основных и конкурентоспособных технологий определяются при формирования рациональной структуры путем выполнения комплексных модельных расчетов в соответствии с пунктами 58-63 Методических указаний. В ходе данных расчетов формируются различные варианты структуры генерирующих мощностей. Для каждого варианта структуры генерирующих мощностей определяется величина суммарных дисконтированных затрат, которая в пункте 59 Методических указаний по проектированию развития энергосистем установлена как критерий оптимизации. По результатам технико-экономического сопоставления рекомендуется вариант с минимальным значением суммарных дисконтированных затрат. В соответствии с ключевыми технико-экономическими показателями и ограничениями, подлежащими учету при формировании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, а также оценке ценовых и тарифных последствий реализации генеральной схемы, утвержденными протоколом Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр, развитие технологий ГТУ и ПГУ рассматривается с учетом текущих планов по локализации производства оборудования данного типа в Российской Федерации. При этом в долгосрочной перспективе для конденсационных электростанций на газовом топливе приоритетно использование парогазового цикла, что отражено в утверждаемой части проекта Генеральной схемы
104	Гиззатуллин Ильнур Фанурович	АО «Татэнерго»	Общее предложение	Указать, что строительство угольных станций производить только в местах добычи угля, на основе современных технологий с учетом перспектив социально-экономического развития соответствующих территорий. Существенное увеличение объемов угольной генерации допускать только в отсутствие возможности и перспективы обеспечения снабжения газом соответствующих территорий	не учтено	В рамках разработки Генеральной схемы формируется рациональная перспективная структура генерирующих мощностей. Формирование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей выполняется в соответствии с требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем, глава III, и осуществляется в два этапа: 1) определение состава генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством их сопоставления по критерию удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE); 2) определение масштабов развития генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Объемы ввода в эксплуатацию отобранных по критерию LCOE основных и конкурентоспособных технологий определяются при формирования рациональной структуры путем выполнения комплексных модельных расчетов в соответствии с пунктами 58-63 Методических указаний по проектированию развития энергосистем. В ходе данных расчетов формируются различные варианты структуры генерирующих мощностей. Для каждого варианта структуры генерирующих мощностей определяется величина суммарных дисконтированных затрат, которая в пункте 59 Методических указаний по проектированию развития энергосистем установлена как критерий оптимизации. По результатам технико-экономического сопоставления рекомендуется вариант с минимальным значением суммарных дисконтированных затрат. В соответствии с ключевыми технико-экономическими показателями и ограничениями, подлежащими учету при формировании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, а также оценке ценовых и

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
						тарифных последствий реализации генеральной схемы, утвержденными протоколом Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр, ввод в эксплуатацию угольных ТЭС на новых площадках рассматривается только при соответствии требованиям ИТС 38-2022. При достижении срока эксплуатации оборудования ТЭС на угольном топливе более 70 лет рассматривается замещение таких ТЭС на АЭС или иные виды генерирующих мощностей с учетом сопутствующих решений по развитию электрических сетей
105	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 1. Обосновывающие материалы, стр. 57, таблица 20 Необходима корректировка значений основных технико-экономических показателей, принятых при формировании рациональной структуры, в частности: а) Унификация методологии и подходов к определению значений региональных коэффициентов для ТЭС и АЭС, предлагаем перейти на единые региональные коэффициенты для всех технологий и принять за основу коэффициенты на базе информации Минстроя России: ---------- ! ! Центр, Северо-Запад, Юг ! Ср. Волга, Урал ! Сибирь ! Восток ! Источник ! ---------- ! для всех типов ! 1,0 ! 1,04 ! 1,14 ! 1,38 ! Минстрой ! ! технологий ! ! ! ! ! России ! ! производства ! ! ! ! ! ! ---------- б) Установление значения базовых удельных капитальных затрат угольных блоков в соответствии с предложенными участниками рынка и экспертными оценками на уровне 182 млн руб./МВт. в) Увеличение значения базовых удельных капитальных затрат ГАЭС в соответствии с оценкой фактических затрат на реализацию Загорской ГАЭС до уровня 187 млн руб./МВт в ценах 2023г. г) Снижение цены топлива для новых проектов угольных ТЭС в ОЭС Сибири с 2770 до 2000 руб./тут. Снижение цены топлива для новых проектов угольных ТЭС в ОЭС Востока с 5650 до 4900 руб./тут	не учтено	Территориальные коэффициенты удорожания капитальных вложений для АЭС и ТЭС приняты в соответствии с действующими нормативными правовыми актами. Базовые удельные капитальные вложения приняты в соответствии с экономическими параметрами КОМ НГО, проводившихся в 2024 году. Капитальные вложения в строительство ГАЭС приняты по данным соответствующих перспективных проектов. Цены на уголь для ТЭС по ОЭС Сибири и ОЭС Востока были рассчитаны как средневзвешенные (без разбивки на бурый и каменный угли) по имеющимся отчетным данным
106	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 2. Обосновывающие материалы, стр. 57, таблица 20 При выборе рациональной структуры мощностей для ГЭС и ГАЭС некорректно использовать единые усредненные показатели ЧЧИУМ, т.к. данный показатель является вторичным показателем и напрямую зависит от характеристик конкретных электростанций, учитываемых при выборе рациональной структуры	не учтено	В рамках разработки Генеральной схемы формируется рациональная перспективная структура генерирующих мощностей в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, и масштаб их развития определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Для сопоставления ГЭС (ГАЭС) с другими конкурирующими генерирующими технологиями на конкретной территории используется значение ЧЧИУМ, средневзвешенное по наиболее проработанным проектам ГЭС (ГАЭС) на данной территории
107	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 3. Обосновывающие материалы, Таблица 21 в разделе 4 Необходимо актуализировать расчетные значения LCOE, руб./кВт·ч в ценах 2023 года в силу предлагаемых изменений значений основных технико-экономических показателей, а также корректировки периода эксплуатации угольной ТЭС с 30 до 70 лет. Отсутствие представленных модельных расчетов оценок LCOE для разных типов генерации приводит к риску возникновения некорректных результатов из-за технических ошибок. Так, в расчете LCOE для угольных блоков вместо декларируемых 70 лет эксплуатации было принято значение в 30 лет, что значительно увеличило стоимость данного типа генерации для системы (например, LCOE угольного блока в ОЭС Сибири оказалось завышено только из-за этого фактора на 0,6 руб./кВтч) и привело к искажающим результатам моделирования рациональной структуры генерации	не учтено	Расчет LCOE осуществляется в соответствии с пунктом 50 Методических указаний. Расчет LCOE осуществляется за весь жизненный цикл технологии, который принимается с учетом срока службы основного энергетического оборудования и является разным для разных генерирующих технологий. Срок эксплуатации ТЭС на угольном топливе, равный 70 годам, определен как предельный, с учетом выполнения мероприятий по продлению ресурса основного оборудования. Увеличение до 70 лет жизненного цикла ТЭС на угольном топливе при расчете LCOE потребует дополнительного учета затрат на модернизацию и реконструкцию паросилового оборудования по исчерпанию паркового ресурса и не приведет, в силу коэффициентов дисконтирования, к заметному изменению LCOE
108	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 4. Обосновывающие материалы, пункт 6.2.9 В проекте Генсхемы не детализированы параметры расчета необходимых капитальных затрат в объекты электросетевого хозяйства. Приведенные объемы инвестиций с разбивкой по классам напряжения недостаточны для оценки целесообразности отдельных решений, не приведены оценки удельных затрат. Так, ввиду новых технологических решений и отсутствия ранее реализованных проектов необходимо технико-экономическое обоснование строительства линий постоянного тока. Если для линии от Курской АЭС приведены оценки затрат, то для линий постоянного тока в ОЭС Сибири и ОЭС Востока данные показатели отсутствуют, не рассмотрены альтернативные варианты выдачи мощности. Суммарная протяженность	не учтено	Для ППТ, предлагаемых к сооружению в ОЭС Сибири и ОЭС Востока, возможным альтернативным решением может быть сооружение ЛЭП переменного тока 500 кВ, которых потребуется порядка четырех на каждом транзите с учетом их эффективности и необходимости резервирования. Необходимо отметить, что эффективность каждой ЛЭП переменного тока имеет свои индивидуальные особенности, связанные с протяженностью ЛЭП, потокораспределением в сети переменного тока, наличием шунтирующих связей. Для ВЛ 500 кВ эффективность передачи мощности составляет 300-500 МВт. Альтернативный вариант с сооружением ЛЭП переменного тока 500 кВ будет значительно превышать оценочную стоимость варианта строительства ППТ

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				указанных линий ППТ составляет более 3,8 тыс км., что может составлять от 153 до 267 млрд руб. инвестиций. (При удельной стоимости линии от 40 до 70 млн руб./км)		
109	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 5. Обосновывающие материалы, Раздел 7 Считаем целесообразным дополнить раздел 7/приложение 12 описанием ресурсной базы (с информацией по месторождениям угля, объему запасов, водных энергетических ресурсов, экономических параметров разработки). Основой для выбора оптимальных энергетических мощностей должна в первую очередь быть ресурсная база, а также способность выдать мощность к точкам растущего спроса. Новые проекты угольных ТЭС целесообразно возводить на борту разрезов с наименее затратным ресурсом. Например, в ОЭС Сибири это бурые угли Канско-Ачинского бассейна и другие. Среди них два месторождения – Бородинское и Березовское – обеспечены на 80 и 170 лет соответственно при полном развитии). При этом, в силу своих физических свойств бурые угли не подлежат обогащению. По нашим оценкам цена угля для новых проектов угольных ТЭС в ОЭС Сибири составит 2000 руб./тут (против 2770 заложенных в Генсхеме) и 4900 руб./тут в ОЭС Востока (против 5650 руб./тут в Генсхеме)	не учтено	Выбор «оптимальных энергетических мощностей» определялся на основе Раздела III Методических указаний. Обоснование размещения генерирующих мощностей производилось в соответствии с главой IV Методических указаний. Раздел 7 и приложение 12 выполнены в соответствии с требованиями пункта 15 Правил разработки ДПР. Описание ресурсной базы в рамки разработки Генеральной схемы не входит. Цены на уголь для ТЭС по ОЭС Сибири и ОЭС Востока были рассчитаны как средневзвешенные (без разбивки на бурый и каменный угли) по имеющимся отчетным данным
110	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 6. Обосновывающие материалы, Раздел 8 Необходимо пояснить источник оценки объема квоты для электроэнергетики России 788 млн т в год. Киотский протокол более не актуален и завершил свое действие в 2015 году. 07.09.2015 на саммите Глобального развития в рамках Генеральной Ассамблеи ООН, глава МИД РФ Сергей Лавров заявил о перевыполнении Россией своих обязательств по Киотскому протоколу. Во втором периоде обязательств по Киотскому протоколу Россия участвовать не планирует	учтено частично	Уровень выбросов парниковых газов 1990 года является маркерным значением в части выполнения условий Рамочной Конвенции об изменении климата. Количественная оценка выбросов парниковых газов отраслью электроэнергетика (объекты генерации, работающие на органическом топливе) на уровне 1990 года была представлена в основных положениях Экологической программы электроэнергетики России, разработанной РАО «ЕЭС России» в 1994 году. Ввиду того, что в Государственном докладе «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации», ежегодно выпускаемом Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации, сектор «Энергетика» определен в соответствии с методологией МГЭИК и не соответствует традиционному отечественному пониманию, был применен термин «квота» к той доле выбросов парниковых газов, эмиссия которых определена тепловыми электростанциями. МГЭИК к энергетике относит выбросы от сжигания всех видов ископаемого топлива, а также технологические выбросы и утечки в атмосферу топливных продуктов, независимо от того в каких отраслях (видах экономической деятельности) они происходят. Продолжением Киотского протокола фактически является Парижское климатическое соглашение к Рамочной Конвенции об изменении климата, которое принято постановлением Правительства Российской Федерации от 21.09.2019 № 1228. Национальный вклад России в реализацию Парижского соглашения определен Указом Президента Российской Федерации от 04.11.2020 № 666: «обеспечить к 2030 году сокращение выбросов парниковых газов до 70% относительно уровня 1990 года с учетом максимального возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем...». Глава 8 обосновывающих материалов будет отредактирована с учетом вышеизложенного
111	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 7. Общее замечание: Представленный в проекте Генеральной схемы долгосрочный прогноз спроса на электроэнергию не детализирован до уровня территориальных энергосистем (кроме технологически изолированных территориальных энергосистем). Считаем необходимым представить прогноз спроса на электроэнергию по всем территориальным энергосистемам. Необходимо привести перечень крупных (энергоёмких) перспективных потребителей, ввод в эксплуатацию которых учтён в период после 2030 года (за пределами периода СиПР ЭЭС на 2025-2030 гг.)	не учтено	В соответствии с подпунктом «а» пункта 15 Правил разработки ДПР Генеральная схема содержит долгосрочный прогноз потребления электрической энергии и мощности по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС на долгосрочный период и не предусматривает представление прогноза по территориальным энергосистемам. В соответствии с подпунктом «г» пункта 6 Методических указаний по прогнозированию, долгосрочный прогноз потребления разрабатывается на основе сведений о реализуемых и планируемых к реализации на территории субъектов Российской Федерации в течении долгосрочного периода инвестиционных проектов. Пункт 15 Правил разработки ДПР не предусматривает представление в Генеральной схеме перечня инвестиционных проектов, учтенных при разработке долгосрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности
112	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 8. Общее замечание: Отсутствует сценарный подход к анализу развития Генсхемы в целом (на уровне сценариев потребления) и отдельных региональных проектов в частности. Считаем обязательным внедрение сценарных развилок ключевых индикаторов и проектов строительства объектов генерации и/или сетевой инфраструктуры как для отображения рисков избыточных инвестиционных решений, так и для обоснования оптимальности утвержденных проектов развития	не учтено	При формировании Генеральной схемы рассматривается один сценарий долгосрочного прогноза потребления, разрабатываемого в соответствии с подпунктом «в» пункта 6 Методических указаний по прогнозированию, на основе базового сценария долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
113	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 9. Общее замечание: Отсутствует сценарный подход к анализу развития Генсхемы в целом (на уровне сценариев потребления) и отдельных региональных проектов в частности. Считаем обязательным внедрение сценарных развилок ключевых индикаторов и проектов строительства объектов генерации и/или сетевой инфраструктуры как для отображения рисков избыточных инвестиционных решений, так и для обоснования оптимальности утвержденных проектов развития	не учтено	При формировании Генеральной схемы рассматривается один сценарий долгосрочного прогноза потребления, разрабатываемого в соответствии с подпунктом «в» пункта 6 Методических указаний по прогнозированию, на основе базового сценария долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации
114	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 10. Общее замечание: Представленные решения и оценки не сопровождаются модельными расчетами утвержденного варианта и альтернативных сценариев. Так, не было представлено моделей полученных оценок LCOE, детализированного расчета инвестиционных потоков, модельных расчетов уровня балансовой надежности и т.д. Отсутствие указанных материалов ведет к технической невозможности верификации полученных результатов и достижения наиболее рациональной структуры вводов	не учтено	Включение моделей расчетов LCOE и БН в проект Генеральной схемы не предусмотрено Правилами разработки ДПР
115	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 11. Общее замечание: Из материалов Генсхемы следует, что формирование программы ввода новых объектов генерации и сетевого строительства не осуществлялось совместно, т.е. сначала задавались объекты генерации, а затем под полученную конфигурацию утверждалась система выдачи мощности и транзитные линии. При этом для целей минимизации затрат целесообразно учитывать капитальные затраты объектов с учетом инвестиций в необходимую им сопутствующую сетевую инфраструктуру	не учтено	При формировании рациональной структуры ограничения на передачу мощности внутри энергозон агрегированной модели ЕЭС России не учитывались. Учет затрат на интеграцию объектов генерации в энергосистему, а также оценка альтернативных вариантов предотвращения локальных дефицитов мощности выполнялись на этапе планирования размещения конкретных объектов генерации после формирования рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей. При этом случаев, в которых затраты на электросетевую инфраструктуру нивелировали преимущества выбранного варианта развития генерирующих мощностей, при формировании проекта Генеральной схемы не выявлено
116	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 12. Общее замечание: Данные по инвестициям представлены в ценах соответствующих лет (номинальным ценам), что приводит к недостаткам: - вносит значительные искажения в восприятие объема востребованных финансовых ресурсов (в неизбежном случае отклонения фактической инфляции от прогнозных значений); - не позволяет сопоставить удельную стоимость технологий на разных горизонтах планирования; Считаем обязательным представление всех финансовых потоков в постоянных ценах (ценах фиксированного года)	не учтено	В соответствии с пунктом 11 Методических указаний при разработке Генеральной схемы экономические расчеты должны выполняться в реальном выражении с приведением стоимостных показателей к ценам на конец базового года только в рамках технико-экономического сопоставления вариантов технических решений. Оценка экономических последствий выполняется в прогнозных ценах, что в том числе позволяет учесть планы финансирования капитальных вложений по годам и соответствующие им источники финансирования утверждаемых инвестиционных программ субъектов энергетики. Таким образом, в этой части подход к оценке экономических последствий полностью скоррелирован с подходом к формированию инвестиционных программ (приказ Минэнерго России от 05.05.2016 № 380). В соответствии с пунктом 260 Методических указаний оценка экономических последствий выполнена в сопоставимых ценовых параметрах. Все представленные в обосновывающих материалах потоки и полученные результаты соответствуют целям разработки оценки экономических последствий - оценка достаточности выручки, получаемой сегментами отрасли, при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений. Целью оценки экономических последствий не является сопоставление удельной стоимости технологий на разных горизонтах планирования
117	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 13. Общее замечание: В обосновывающих материалах и/или приложениях необходимо выделить отдельно инвестиционные программы по уже утвержденным к поставке объектам (КОММОД, ДПМ ВИЭ, ДПМ АЭС, КОМ НГО, КОММОД НЦЗ) и финансовые потоки (в реальных ценах) по каждому из неутверждённых в рамках программ вводам (как это было представлено в дополнительных материалах по развитию ДФО)	не учтено	Указание в Генеральной схеме информации об ИПР не предусмотрено Правилами разработки ДПР
118	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Общее предложение	14. Общее замечание: Принятый в расчетах Генсхемы показатель ЧЧИУМ для новых ПГУ принят на уровне 6500 часов, что соответствует КИУМ в размере 74,2%. При этом, указанная величина на наш взгляд является заниженной по следующим причинам: a. Согласно приказу Минэнерго России от №107 о расчете Крсв для объектов ДПМ указано, что для газовых объектов мощностью не менее 150 МВт КИУМ равен 80%, что соответствует ЧЧИУМ в размере 7000 часов в год. b. Также следует отметить, что величина ЧЧИУМ в размере 6500 часов означает, что ПГУ выключена в течение более 3-х месяцев, что не соответствует ни одному плановому проведению ремонта в отношении такого оборудования. c. Для различных типов газовых турбин регламентные сроки проведения инспекций могут различаться. В среднем крупная инспекция (инспекция горячего тракта/главная	не учтено	Значение ЧЧИУМ ТЭС принято в соответствии с пунктом 125 Методических указаний. Значение ЧЧИУМ учитывает не только плановые и аварийные простои генерирующего оборудования, но и неравномерность графика нагрузки и сезонные ограничения мощности в зависимости от типа генерирующего оборудования

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				инспекция/главная инспекция с продлением ресурса) проводится раз в 4-5 лет и ее продолжительность составляет 40-50 суток, до 80 суток - для главной инспекции с продлением ресурса. В остальное время ежегодно проводятся малые инспекции продолжительностью 10-14 суток. Таким образом, средняя продолжительность плановых инспекций в год составляет 22 суток исходя из жизненного цикла газовой турбины 12-15 лет. Кроме того, можно учесть ежегодные дополнительные нерегламентированные ремонты 2-й категории продолжительностью 8 суток. Таким образом в среднем нормативная продолжительность ремонтов составляет 30 суток в год. В силу изложенного, считаем величину ЧЧИУМ 6500 часов в год для ПГУ заниженной и предлагаем ее скорректировать на 7000 часов		
119	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Приложение 8. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ТЭС	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 15. В строке 3 указано «Новая ТЭС на юге энергосистемы г. Москвы и Московской области, Руст 1000 МВт, тип объекта ПСУ (Т)». Отсутствует обоснование стройки именно паросилового оборудования. Предлагается указать тип оборудования: ПСУ/ПГУ (Т)	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы
120	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Приложение 8. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ТЭС	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 16. Проектом Генеральной схемы размещения объектов размещения объектов электроэнергетики до 2042 предусмотрено строительство новой ТЭС в юго-восточной части Сибири объемом 1 465 МВт к 2030 году. Строительство указанной станции вместе с планируемыми решениями по сетевому строительству позволят покрыть прогнозный дефицит в юго-восточной части ОЭС Сибири. Однако, на горизонте после 2030 года действующие генерирующие мощности тепловых станций в Иркутской области будут требовать вывода из эксплуатации или реконструкции сопряженной с длительным снижением располагаемой мощности на период модернизации. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей юго-восточной части ОЭС Сибири за горизонтом 2030 года необходимо предусмотреть поэтапное увеличение мощности новой ТЭС в юго-восточной части Сибири до 3600 МВт к 2042 году. Кроме того, перспективное увеличение мощности новой станции позволит выбрать более эффективные решения при ее проектировании	учтено частично	Суммарный объем вводов нового генерирующего оборудования ТЭС в юго-восточной части ОЭС Сибири в период 2025-2042 годов, запланированный проектом Генеральной схемы, составляет 5929 МВт, из которых 3007 МВт - объем вводов на ТЭЦ, в том числе для замещения выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования. Указанный объем вводов генерирующего оборудования учтен в перспективных балансах электрической энергии и мощности проекта Генеральной схемы. При этом, в соответствии с требованиями подпунктов «г» и «е» пункта 15 Правил разработки ДПР в приложения 7 и 8 к Генеральной схеме включаются только мероприятия, предусматривающие изменение установленной мощности ТЭС на 100 МВт и более на период с 1 по 12 год долгосрочного периода
121	Головина Татьяна Евгеньевна	Физическое лицо	Общее предложение	Испытав на себе последствия аварии на "Маяке", а затем на ЧАЭС, выступаю категорически против строительства Южноуральской АЭС (2 блока РБН) и двух АЭС в Красноярском крае (4 блока РБН). Нужно использовать альтернативу атомной энергетике! Присоединяюсь к предложениям КОМИССИИ ПО ОБЩЕСТВЕННОМУ КОНТРОЛЮ за деятельностью ГК «Росатом» при Красноярской региональной общественной экологической организации «Природа Сибири» (под рук. Ф.В. Марьясова) - см. приложенные поясняющие материалы	учтено частично	В соответствии с пунктом 18 Правил разработки ДПР исходные данные для разработки Генеральной схемы предоставляются ГК «Росатом». Площадки для размещения новых АЭС были выбраны с учетом соответствия площадок требованиям НП-032-19, а также на основании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, которая была разработана в соответствии с Главой III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Проект Красноярской АЭС исключен из проекта генеральной схемы
122	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Приложение 9. Балансы мощности	17. Таблица 9: В электроэнергетической системы Камчатского края показано увеличение мощности ТЭС в 2031 г. на 48 МВт, при этом данное увеличение не нашло отражения в других приложениях Генсхемы (Приложение 8, Приложение 11), в связи с чем не представляется возможным идентифицировать на какой станции предлагается увеличить мощность и предварительно определить потребность в электросетевом строительстве, в связи с увеличением мощности электростанции или новом строительстве	учтено частично	В приложении 8 перечень ТЭС приведен в соответствии с подпунктом «е» пункта 15 Правил разработки ДПР, согласно которому Генеральная схема содержит перечень существующих объектов по производству электрической энергии, в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более в отношении каждого объекта по производству электрической энергии в течение одного календарного года, на период с 1-го по 12-й год долгосрочного периода с разбивкой по каждому году такого периода. При этом, в приложении 9 учтены все объекты генерации (с учетом требуемых) для обеспечения потребности в мощности. Мероприятия по развитию электрических сетей Камчатского края отражены в приложении 11
123	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Приложение 10. Балансы электрической энергии	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 18. В представленных балансах не приведены показатели числа часов использования мощности тепловых электростанций, что не позволяет оценить их загрузку на перспективу	не учтено	Балансы электрической энергии выполнены с учетом требований раздела VII Методический указаний. При определении загрузки станций и формировании балансов электрической энергии учитываются требования Методических указаний в части числа часов использования установленной мощности ТЭС. ЧЧИУМ ТЭС определяется в соответствии с пунктом 125 «и» Методических указаний (с учетом ограничений каждой конкретной электростанции, а при отсутствии указанной информации принимается равным 6500 часов)
124	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. Для повышения устойчивости функционирования электросетевого комплекса Иркутской области необходимо усиление электрических связей между Иркутско-Черемховским и Братско-	не учтено	Для покрытия выявленного дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири усиление КС «Братск – Иркутск» необходимо выполнить уже к 2030 году. Для этих целей необходимо сооружение ППТ от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				Илимскими энергорайонами Иркутской области. В связи с чем, предлагается предусмотренное проектом Генеральной схемы размещения объектов размещения объектов электроэнергетики до 2042 года увеличение пропускной способности транзита на участке сети от ПС 1150 кВ Итатская до ПС 500 кВ до ПС 500 кВ Ключи реализовывать в два этапа: - на первом этапе до 2030 года реализовать усиление транзита Тулун-Ключи - на втором этапе до 2036 года реализовать усиление транзита Итатская-Тулун Оптимальные решения для реализации предлагается определить по итогам проектирования. Реализация указанных предложений позволит: - реализовать предусмотренный проектом Схемы и Программы развития ЕЭС России на 2025-2030 годы комбинированный вариант покрытия прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» в объеме 2885 МВт за счет строительства дополнительных объектов генерации в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» совместно с использованием мощности существующих генерирующих объектов в других частях ЕЭС России с передачей в дефицитный энергорайон за КС «Братск – Иркутск» - сократить протяженность сетевого строительства, необходимого для покрытия прогнозного дефицита мощности за КС «Братск – Иркутск» в 2030 году на 1030 км - реализовать предусмотренное проектом Генеральной схемы размещения объектов размещения объектов электроэнергетики до 2042 г увеличение пропускной способности электрической сети между ОЭС Сибири и ОЭС Востока		1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири в один этап с вводом в работу в 2030 году
125	Саяпин Александр Викторович	Ассоциация «Совет производителей энергии»	Приложение 12. Показатели потребности тепловых электростанций в органическом топливе	Замечания и предложения Ассоциации "Совет производителей энергии". Всего 20 штук. 20. Считаем целесообразным дополнить раздел 7/приложение 12 описанием ресурсной базы (с информацией по месторождениям угля, объему запасов, водных энергетических ресурсов, экономических параметров разработки). Основой для выбора оптимальных энергетических мощностей должна в первую очередь быть ресурсная база, а также способность выдать мощность к точкам растущего спроса. Новые проекты угольных ТЭС целесообразно возводить на борту разрезов с наименее затратным ресурсом. Например, в ОЭС Сибири это бурые угли Канско-Ачинского бассейна и другие. Среди них два месторождения – Бородинское и Березовское – обеспечены на 80 и 170 лет соответственно при полном развитии). При этом, в силу своих физических свойств бурые угли не подлежат обогащению. По нашим оценкам цена угля для новых проектов угольных ТЭС в ОЭС Сибири составит 2000 руб./тут (против 2770 заложенных в Генсхеме) и 4900 руб./тут в ОЭС Востока (против 5650 руб./тут в Генсхеме)	не учтено	Выбор «оптимальных энергетических мощностей» определялся на основе Раздела III Методических указаний. Обоснование размещения генерирующих мощностей производилось в соответствии с требованиями Раздела IV Методических указаний. Раздел 7 и приложение 12 выполнены в соответствии с требованиями пункта 15 Правил разработки ДПР. Описание ресурсной базы в рамки разработки Генеральной схемы не входит. Цены на уголь для ТЭС по ОЭС Сибири и ОЭС Востока были рассчитаны как средневзвешенные (без разбивки на бурый и каменный угли) по имеющимся отчетным данным
126	Широбокова Светлана Николаевна	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Исключить п. "Новочеркасская АЭС, Ростовская область, г. Новочеркасск". Строительство особо опасного объекта в городе Новочеркасск на территории Ростовской агломерации, где проживают более 2 миллионов человек, находящейся в непосредственной близости от российско-украинского вооруженного конфликта крайне нерационально и опасно. Предполагаемое место строительства, в 20км близости от города (в районе нынешне, в случае нештатных ситуаций - весь город окажется в зоне отчуждения. В центре города расположен старейший на юге России вуз,	учтено частично	Проект Новочеркасской АЭС исключен из проекта генеральной схемы. Местоположение новой АЭС в ОЭС Юга будет уточнено по результатам предпроектных проработок
127	Широбокова Светлана Николаевна	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Предложение: Исключить п. "Новочеркасская АЭС, Ростовская область, г. Новочеркасск" из Приложения 4. Выбрать для строительства новой АЭС другую область. Строительство особо опасного объекта в городе Новочеркасск на территории Ростовской агломерации, где проживают более 2 миллионов человек, находящейся в непосредственной близости от российско-украинского вооруженного конфликта крайне нерационально и опасно. Предполагаемое место строительства, в двух десятках км от города (в районе нынешней ГРЭС), в случае нештатных ситуаций - весь город окажется в зоне отчуждения. В центре города расположен старейший на юге России вуз- ЮРГПУ(НПИ), историческая часть казачьего города ... И в случае строительства АЭС - под боком окажется "потенциальная мишень" для расположенного рядом недружественного государства. На территории Ростовской области и так уже есть АЭС. Два столь опасных объекта на Ростовскую область - перебор	учтено частично	Проект Новочеркасской АЭС исключен из проекта генеральной схемы. Местоположение новой АЭС в ОЭС Юга будет уточнено по результатам предпроектных проработок
128	Листопадов Дмитрий Владимирович	ООО "Газпром энергохолдинг"	Общее предложение	Замечания и предложения ООО "Газпром энергохолдинг" к проекту Генеральной схемы до 2042 года представлены в приложенном файле. **Приложение 7.** ПЕРЕЧЕНЬ существующих объектов по производству электрической энергии (тепловых электростанций), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более **Дополнить перечень следующими позициями:** ТЭЦ-25, г. Москва, ввод газового паросилового теплофикационного энергоблока установленной электрической мощностью 275 МВт, 2030 г. ТЭЦ-26, г. Москва, ввод газового паросилового теплофикационного энергоблока	учтено частично	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать проекту схемы и программы развития электроэнергетических систем России. Пунктом 59 Правил разработки ДПР установлен исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования проекта СиПР ЭЭС. Ввиду того, что по объектам генерации в соответствии с Соглашением (Ватутинская ТЭЦ, ТЭЦ-26, ТЭЦ-25) отсутствуют решения, соответствующие хотя бы одному из критериев пункта 59 Правил разработки ДПР, основания для включения вышеуказанных объектов генерации в СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы отсутствуют.

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				установленной электрической мощностью 275 МВт, 2030 г. **Основания для включения в перечень:** 1.П.2 протокола от 02.04.2024 №АН-П51-35пр совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака по вопросам перспективного развития электроэнергетики Московского региона. 2.Пункты 35, 36, 37 плана мероприятий по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации Московской энергосистемы, являющегося приложением к Соглашению о сотрудничестве в развитии и повышении надежности Московской энергетической системы, предусмотрено строительство двух новых энергоблоков 250 МВт на площадках ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго», а также строительство Ватутинской ТЭЦ на территории ТиНАО г. Москвы. Обозначенная выше установленная мощность по блокам 250 МВт изменена на 275 МВт по итогам предпроектной проработки		В проекте Генеральной схемы ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 Мосэнерго указаны как возможные площадки размещения новых объектов генерации
129	Листопадов Дмитрий Владимирович	ООО «Газпром энергохолдинг»	Общее предложение	Замечания и предложения ООО "Газпром энергохолдинг" к проекту Генеральной схемы до 2042 года представлены в приложенном файле. **Приложение 7.** **Включена информация** по Ставропольской ГРЭС Вывод из эксплуатации энергоблоковК-300-240-2 в 2032, 2034 и 2036 гг. (суммарно три блока), замещающий ввод ПГУ-325 в 2032 г. **Предлагается исключить** по следующей причине: Намерения по выводу из эксплуатации указанного оборудования, а также ввод замещающих мощностей на данной ТЭС Обществом не планировались и не заявлялись	не учтено	В рамках разработки Генеральной схемы формируется рациональная перспективная структура генерирующих мощностей в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). В соответствии с ключевыми технико-экономическими показателями и ограничениями, подлежащими учету при формировании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, а также оценке ценовых и тарифных последствий реализации генеральной схемы, утвержденными протоколом Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр, предусматривается вывод из эксплуатации газового оборудования после выработки двух парковых ресурсов
130	Листопадов Дмитрий Владимирович	ООО «Газпром энергохолдинг»	Общее предложение	Замечания и предложения ООО "Газпром энергохолдинг" к проекту Генеральной схемы до 2042 года представлены в приложенном файле. **Приложение 7.** **Включена информация** по Сургутской ГРЭС-1 Вывод из эксплуатации энергоблоковК-200-130-3 в 2033 и 2036 гг. (суммарно три блока). **Предлагается исключить** по следующей причине: Намерения по выводу из эксплуатации указанного оборудования на данной ТЭС Обществом не планировались и не заявлялись	не учтено	В рамках разработки Генеральной схемы формируется рациональная перспективная структура генерирующих мощностей в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний. Состав генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, определен посредством их сопоставления по критерию LCOE и минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). В соответствии с ключевыми технико-экономическими показателями и ограничениями, подлежащими учету при формировании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, а также оценке ценовых и тарифных последствий реализации генеральной схемы, утвержденными протоколом Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр, предусматривается вывод из эксплуатации газового оборудования после выработки двух парковых ресурсов
131	Листопадов Дмитрий Владимирович	ООО «Газпром энергохолдинг»	Общее предложение	Замечания и предложения ООО "Газпром энергохолдинг" к проекту Генеральной схемы до 2042 года представлены в приложенном файле. **Приложение 8.** ПЕРЕЧЕНЬ планируемых к строительству и вводу в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии (тепловых электростанций), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, установленная генерирующая мощность которых составляет 100 МВт и более <…> **Текущая редакция:** Новая ТЭС на юге энергосистемы г. Москвы и Московской области. ПСУ(Т), 1000 МВт, 2030 г. **Предлагаемая редакция:** Ватутинская ТЭЦ, ТиНАО г. Москвы, ПГУ(Т), 500 МВт, 2030 г. Новая ТЭС на юге энергосистемы г. Москвы и Московской области. ПГУ, 500 МВт, 2035 г. **Основания для включения в перечень:** пункты 35, 36, 37 плана мероприятий по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации Московской энергосистемы, являющегося приложением к Соглашению о сотрудничестве в развитии и повышении надежности Московской энергетической системы, предусмотрено строительство двух новых энергоблоков 250 МВт на площадках ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго», а также строительство Ватутинской ТЭЦ на территории ТиНАО г. Москвы. Технология энергоблока – парогазовая, теплофикационная.	учтено частично	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать проекту схемы и программы развития электроэнергетических систем России. Пунктом 59 Правил разработки ДПР установлен исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования проекта СиПР ЭЭС. Ввиду того, что по объектам генерации в соответствии с Соглашением (Ватутинская ТЭЦ, ТЭЦ-26, ТЭЦ-25) отсутствуют принятые решения, соответствующие хотя бы одному из критериев пункта 59 Правил разработки ДПР, основания для включения вышеуказанных объектов генерации в СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы отсутствуют. В проекте Генеральной схемы ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 Мосэнерго указаны как возможные площадки размещения новых объектов генерации

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				В связи с планируемой реализацией проектов расширения ТЭЦ-25, ТЭЦ-26 «Мосэнерго» и строительства Ватутинской ТЭЦ, предлагается снизить мощность предложенной разработчиком ГС-2042 новой ТЭС на юге энергосистемы г. Москвы и Московской области до уровня 500 МВт; исходя из принятых и доложенных разработчиком критериев для нового строительства или замещения объектов генерации определить технологию генерации как ПГУ, срок ввода перенести на более дальнюю перспективу (в район 2035 г., к моменту увеличения прогнозного дефицита мощности). Также можно отметить, что строительство данной ТЭС с мощностью 1000 МВт или менее можно рассматривать как техническую и экономическую альтернативу части объема сетевого строительства, предназначенного для покрытия дефицита мощности южной части энергосистемы Москвы и Московской области, изложенного в разделе II. «Объединенная энергетическая система Центра» приложении 11 к ГС-2042		
132	Черганов Юрий Владимирович	Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»	Общее предложение	В дополнение к ранее направленным замечаниям и предложениям. В проекте Генсхемы отсутствуют экономические параметры проекта, технико-экономическое обоснование необходимости строительства электросетевой инфраструктуры на постоянном токе для покрытия перспективного роста электрических нагрузок Московского региона на период до 2030 года и далее. В материалах нет информации об альтернативных способах решения проблемы. Так, например, отсутствуют пояснения, почему указанный рост электрических нагрузок не может быть покрыт за счёт повышения загрузки близлежащих крупных электростанций, например, Конаковской и Костромской ГРЭС или регионального сетевого строительства. Данная инициатива предварительно не прорабатывалась со всеми заинтересованными участниками рынка и бизнес-объединениями. Имеющийся у ПАО «Россети» опыт эксплуатации высоковольтных сетей на постоянном токе недостаточен – мощность вставки постоянного тока на ПС 220 кВ Могоча составляет около 200 МВт, передача электроэнергии с ПС 400 кВ Выборгская в настоящий момент не осуществляется. Вопросы резервирования и выдачи мощности АЭС при внеплановом отключении линии постоянного тока не проработаны. Строительство длинных линий не предусматривает промежуточных отпаек, необходимых для развития и усиления региональных сетевых связей, а также не обеспечивает возможность технологического присоединения новых потребителей, что ограничивает развитие экономики и ведёт к двойным затратам потребителей, оплачивающих в первый раз инвестиции в строительство электросетевой инфраструктуры на постоянном токе, а во второй раз – инвестиционную составляющую при технологическом присоединении с учётом развития региональной сети. Целесообразно дополнительно проработать вопрос обеспечения перспективного спроса на электроэнергию и мощность потребителей Московского региона на период до 2030 года	учтено частично	Для покрытия выявленного дефицита в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области возможно использование мощности электростанций, расположенных в избыточных частях Европейской части ЕЭС России, к которым относятся юго-западная часть ОЭС Центра - энергорайоны Курской АЭС и Нововоронежской АЭС, а также северо-западная часть ОЭС Центра - энергорайон Калининской АЭС. В результате выполненной оптимизации технических решений, необходимых для покрытия указанного дефицита мощности в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, выбран наиболее экономичный вариант, который включает в себя следующие электросетевые мероприятия: • строительство ЛЭП 750 кВ от ПС 750 кВ Грибово до новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области; • строительство ЛЭП 750 кВ от Курской АЭС до новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области; • строительство ППТ пропускной способностью 1500 МВт от Нововоронежской АЭС до преобразовательной ПС в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области
133	Яценко Екатерина Викторовна	ПАО "Юнипро"	Общее предложение	В рамках проведения Общественного обсуждения Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года направляем следующие замечания и предложения к представленным обосновывающим материалам рассматриваемого проекта: 1. В разделе 4 «Рациональная структура генерирующих мощностей»: В значениях основных технико-экономических показателей, принятых при формировании рациональной структуры (Таблица 20): - «Базовые удельные капитальные затраты» в отношении блоков ПСУ с основным видом топлива «уголь» большой мощности (от 800 МВт) установить на уровне 170 тыс.руб./кВт; данный уровень удельных капитальных затрат (без учета представленного регионального коэффициента удорожания), согласно нашей экспертной оценке, является достаточным для строительства блока ПСУ с основным видом топлива «уголь» большой мощности (от 800 МВт) в ОЭС Сибири при условии наличия существующей инфраструктуры, в первую очередь на базе Березовской ГРЭС ПАО "Юнипро"; - Установить единый «Региональный коэффициент удорожания» на уровне 1,12 для блоков АЭС и блоков ПСУ с основным видом топлива «уголь» в ОЭС Сибири, что позволит унифицировать подходы к различным видам генерации и итоговым результатам	не учтено	Территориальные коэффициенты удорожания капитальных вложений для АЭС и ТЭС приняты в соответствии с действующими нормативными правовыми актами. Базовые удельные капитальные вложения приняты в соответствии с экономическими параметрами КОМ НГО, проводившихся в 2024 году
134	Яценко Екатерина Викторовна	ПАО "Юнипро"	Общее предложение	В рамках проведения Общественного обсуждения Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года направляем следующие замечания и предложения к представленным обосновывающим материалам рассматриваемого проекта: 2. В расчетной модели, представленной НТС ЕЭС для целей анализа расчетов, предлагаем: - использовать в качестве текущих цен на угольное топливо фактическое значение региональных цен 2023 г. для станции на борту буроугольного бассейна – 1,6 тыс.руб./т.у.т; - срок эксплуатации (жизненный цикл) угольных ТЭС принять на уровне значения 70 лет,	не учтено	Цены на уголь для ТЭС по ОЭС Сибири и ОЭС Востока были рассчитаны как средневзвешенные (без разбивки на бурый и каменный угли) по имеющимся отчетным данным. Расчет LCOE осуществляется в соответствии с пунктом 50 Методических указаний. Расчет LCOE осуществляется за весь жизненный цикл технологии, который принимается с учетом срока службы основного энергетического оборудования и является разным для разных генерирующих технологий. Срок эксплуатации ТЭС на

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				исходя из опыта эксплуатации подобных объектов, вместо используемого значения в 30 лет. Таким образом, расчетные значения LCOE, указанные руб./кВтч в ценах 2023 г. (Таблица 21), в случае учета указанных выше предложений, для блоков ПСУ с основным видом топлива «уголь» большой мощности (от 800 МВт), по нашей экспертной оценке, сложатся на уровне 4,1 – 4,3 руб./кВтч, в то время как в проекте предлагается 7,1 руб/кВтч, что отразит их большую инвестиционную привлекательность		угольном топливе, равный 70 годам, определен как предельный, с учетом выполнения мероприятий по продлению ресурса основного оборудования. Увеличение до 70 лет жизненного цикла ТЭС на угольном топливе при расчете LCOE потребует дополнительного учета затрат на модернизацию и реконструкцию паросилового оборудования по исчерпанию паркового ресурса и не приведет, в силу коэффициентов дисконтирования, к заметному изменению LCOE
135	Попов Игорь Сергеевич	МКПАО ЭН+ ГРУП	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	Для повышения устойчивости функционирования электросетевого комплекса Иркутской области необходимо усиление электрических связей между Иркутско-Черемховским и Братско-Илимскими энергорайонами Иркутской области. В связи с чем, предлагается предусмотренное проектом Генеральной схемы размещения объектов размещения объектов электроэнергетики до 2042 года увеличение пропускной способности транзита на участке сети от ПС 1150 кВ Итатская до ПС 500 кВ до ПС 500 кВ Ключи реализовывать в два этапа: • на первом этапе до 2030 года реализовать усиление транзита Тулун-Ключи • на втором этапе до 2036 года реализовать усиление транзита Итатская-Тулун Оптимальные решения для реализации предлагается определить по итогам проектирования. Реализация указанных предложений позволит: • реализовать предусмотренный проектом Схемы и Программы развития ЕЭС России на 2025-2030 годы комбинированный вариант покрытия прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» в объеме 2885 МВт за счет строительства дополнительных объектов генерации в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» совместно с использованием мощности существующих генерирующих объектов в других частях ЕЭС России с передачей в дефицитный энергорайон за КС «Братск – Иркутск» • сократить протяженность сетевого строительства, необходимого для покрытия прогнозного дефицита мощности за КС «Братск – Иркутск» в 2030 году на 1030 км • реализовать предусмотренное проектом Генеральной схемы размещения объектов размещения объектов электроэнергетики до 2042 г увеличение пропускной способности электрической сети между ОЭС Сибири и ОЭС Востока	не учтено	Для покрытия выявленного дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири усиление КС «Братск – Иркутск» необходимо выполнить уже к 2030 году. Для этих целей необходимо сооружение ППТ от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири в один этап с вводом в работу в 2030 году
136	Попов Игорь Сергеевич	МКПАО ЭН+ ГРУП	Приложение 8. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ТЭС	Проектом Генеральной схемы размещения объектов размещения объектов электроэнергетики до 2042 предусмотрено строительство новой ТЭС в юго-восточной части Сибири объемом 1 465 МВт к 2030 году. Строительство указанной станции вместе с планируемыми решениями по сетевому строительству позволят покрыть прогнозный дефицит в юго-восточной части ОЭС Сибири. Однако, на горизонте после 2030 года действующие генерирующие мощности тепловых станций в Иркутской области будут требовать вывода из эксплуатации или реконструкции сопряженной с длительным снижением располагаемой мощности на период модернизации. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей юго-восточной части ОЭС Сибири за горизонтом 2030 года необходимо предусмотреть поэтапное увеличение мощности новой ТЭС в юго-восточной части Сибири до 3600 МВт к 2042 году. Кроме того, перспективное увеличение мощности новой станции позволит выбрать более эффективные решения при ее проектировании. В частности, даст возможность рассматривать вопрос локализации турбин 600 мВт на сверхкритических параметрах	учтено частично	Суммарный объем вводов нового генерирующего оборудования ТЭС в юго-восточной части ОЭС Сибири в период 2025-2042 годов, запланированный проектом генеральной схемы, составляет 5929 МВт, из которых 3007 МВт - объем вводов на ТЭЦ, в том числе для замещения выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования. Указанный объем вводов генерирующего оборудования учтен в перспективных балансах электрической энергии и мощности проекта Генеральной схемы. При этом, в соответствии с требованиями подпунктов «г» и «е» пункта 15 Правил разработки ДПР в приложения 7 и 8 к Генеральной схеме включаются только мероприятия, предусматривающие изменение установленной мощности ТЭС на 100 МВт и более на период с 1-го по 12-ый год долгосрочного периода
137	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	1. Отсутствует сценарный подход к анализу развития Генсхемы в целом (на уровне сценариев потребления) и отдельных региональных проектов в частности. Считаем обязательным внедрение сценарных развилок ключевых индикаторов и проектов строительства объектов генерации и/или сетевой инфраструктуры как для отображения рисков избыточных инвестиционных решений, так и для обоснования оптимальности утвержденных проектов развития	не учтено	При формировании Генеральной схемы принимается один сценарий долгосрочного прогноза потребления, разрабатываемый в соответствии с подпунктом «в» пункта 6 Методических указаний по прогнозированию, на основе базового сценария долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации. Сценарность генеральной схемы действующими нормативными правовыми актами не предусмотрена
138	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	2. В обосновывающих материалах и/или приложениях необходимо выделить отдельно инвестиционные программы по уже утвержденным к поставке объектам (КОММОД, ДПМ ВИЭ, ДПМ АЭС, КОМ НГО, КОММОД НЦЗ) и финансовые потоки (в реальных ценах) по каждому из неутверждённых в рамках программ вводам (как это было представлено в дополнительных материалах по развитию ДФО)	не учтено	Выделение ИПР по утвержденным или неутвержденным программам ввода генерирующих мощностей в Генеральной схеме не предусмотрено Правилами разработки ДПР
139	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	3. Считаем обязательным представление всех финансовых потоков в постоянных ценах (ценах фиксированного года). Данные по инвестициям представлены в ценах соответствующих лет (номинальным ценам) и такой подход носит ряд существенных недостатков: a. вносит значительные искажения в восприятие объема востребованных финансовых ресурсов (в неизбежном случае отклонения фактической инфляции от прогнозных значений); b. не позволяет сопоставить удельную стоимость технологий на разных горизонтах планирования	не учтено	В соответствии с пунктом 11 Методических указаний при разработке Генеральной схемы экономические расчеты должны выполняться в реальном выражении с приведением стоимостных показателей к ценам на конец базового года только в рамках технико-экономического сопоставления вариантов технических решений. Оценка экономических последствий выполняется в прогнозных ценах, что в том числе позволяет учесть планы финансирования капитальных вложений по годам и соответствующие им источники финансирования утверждаемых инвестиционных программ субъектов энергетики. Таким образом, в этой части подход к оценке

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
						экономических последствий полностью скоррелирован с подходом к формированию инвестиционных программ (приказ Минэнерго России от 05.05.2016 № 380). В соответствии с пунктом 260 Методических указаний оценка экономических последствий выполнена в сопоставимых ценовых параметрах. Все представленные в обосновывающих материалах потоки и полученные результаты соответствуют целям разработки оценки экономических последствий - оценка достаточности выручки, получаемой сегментами отрасли, при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений. Целью оценки экономических последствий не является сопоставление удельной стоимости технологий на разных горизонтах планирования
140	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	4. Представленные решения и оценки не сопровождаются модельными расчетами утвержденного варианта и альтернативных сценариев (конкретные примеры будут приведены ниже). Так, не было представлено моделей полученных оценок LCOE (что приводит к отдельным некорректным оценкам – см. ниже), детализированного расчета инвестиционных потоков, модельных расчетов уровня балансовой надежности и т.д. Отсутствие указанных материалов ведет к технической невозможности верификации полученных результатов и достижения наиболее рациональной структуры вводов	не учтено	Включение моделей расчетов LCOE и БН в проект Генеральной схемы не предусмотрено Правилами разработки ДПР
141	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	5. Представленные в проекте Генеральной схемы материалы не детализированы до уровня объединённых энергосистем (кроме технологически изолированных территориальных энергосистем). Считаем необходимым представить прогноз основных параметров с разбивкой по ОЭС, а в случае ОЭС Сибири с выделением юго-восточной Сибири, включая Бурятию и Забайкалье	не учтено	В соответствии с пунктом 15 Правил разработки ДПР Генеральная схема содержит долгосрочный прогноз потребления электрической энергии и мощности, перспективные балансы электрической энергии и мощности по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС на долгосрочный период и не предусматривает представление указанных материалов по объединенным и территориальным энергосистемам
142	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	6. Из материалов Генсхемы следует, что формирование программы ввода новых объектов генерации и сетевого строительства не осуществлялось совместно, т.е. сначала задавались объекты генерации, а затем под полученную конфигурацию утверждалась система выдачи мощности и транзитные линии. При этом для целей минимизации затрат целесообразно учитывать капитальные затраты объектов с учетом инвестиций в необходимую им сопутствующую сетевую инфраструктуру. Примеры таких решений в проекте Генсхемы разобраны ниже	не учтено	При формировании рациональной структуры ограничения на передачу мощности внутри энергозон агрегированной модели ЕЭС России не учитывались. Учет затрат на интеграцию объектов генерации в энергосистему, а также оценка альтернативных вариантов предотвращения локальных дефицитов мощности выполнялись на этапе планирования размещения конкретных объектов генерации после формирования рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей. При этом случаев, в которых затраты на электросетевую инфраструктуру нивелировали преимущества выбранного варианта развития генерирующих мощностей, при формировании проекта Генеральной схемы не выявлено
143	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	7. Основой для выбора оптимальных энергетических мощностей должна в первую очередь быть ресурсная база, а также способность выдать мощность к точкам растущего спроса. Новые проекты угольных ТЭС целесообразно возводить на борту разрезов с наименее затратным ресурсом. По ОЭС Сибири это бурые угли Канско-Ачинского бассейна, о них уже сказано в комментариях по Красноярской АЭС. Но есть и возможности развития станций на борту разрезов в ОЭС Востока. Также следует учесть, что стоимость углей (привозных или местных) в ОЭС Востока не должна превышать 4900 руб./тут в ОЭС Востока (против 5650 руб./тут в Генсхеме)	не учтено	Выбор «оптимальных энергетических мощностей» определялся на основе раздела III Методических указаний. Обоснование размещения генерирующих мощностей производилось в соответствии с разделом IV Методических указаний по проектированию развития энергосистем. Раздел 7 и приложение 12 выполнены в соответствии с требованиями пункта 15 Правил разработки ДПР. Описание ресурсной базы в рамки разработки Генеральной схемы не входит. Цены на уголь для ТЭС по ОЭС Сибири и ОЭС Востока были рассчитаны как средневзвешенные (без разбивки на бурый и каменный угли) по имеющимся отчетным данным
144	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	Предложение к Таблице 20 в Разделе 4 Обосновывающих материалов. Необходима корректировка значений основных технико-экономических показателей, принятых при формировании рациональной структуры: 1) Унификация методологии и подходов к определению значений региональных коэффициентов для ТЭС и АЭС, предлагаем перейти на единые региональные коэффициенты для всех технологий и принять за основу коэффициенты на базе информации Минстроя России для всех видов технологий производства: Центр - 1,0 Северо-Запад - 1,0 Юг - 1,0 Ср. Волга - 1,04 Урал - 1,04 Сибирь - 1,14 Восток - 1,38 2) Установление значения базовых удельных капитальных затрат угольных блоков в соответствии с предложенными участниками рынка и экспертными оценками на уровне 182 млн руб./МВт. 3) Увеличение значения базовых удельных капитальных затрат ГАЭС в соответствии с оценкой фактических затрат на реализацию Загорской ГАЭС до уровня 187 млн руб./МВт в ценах 2023 г. 4) Снижение цены топлива для новых проектов угольных ТЭС в ОЭС Сибири с 2770 до 2000	не учтено	Территориальные коэффициенты удорожания капитальных вложений для АЭС и ТЭС приняты в соответствии с действующими нормативными правовыми актами. Базовые удельные капитальные вложения приняты в соответствии с экономическими параметрами КОМ НГО, проводившихся в 2024 году. Капитальные вложения в строительство ГАЭС приняты по данным соответствующих перспективных проектов. В части пунктов 4 и 5: цены на уголь для ТЭС по ОЭС Сибири и ОЭС Востока были рассчитаны как средневзвешенные (без разбивки на бурый и каменный угли) по имеющимся отчетным данным

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				руб./тут 5) Снижение цены топлива для новых проектов угольных ТЭС в ОЭС Востока с 5650 до 4900 руб./тут		
145	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	Предложение к Таблице 21 в Разделе 4 Обосновывающих материалов: Необходимо актуализировать расчетные значения LCOE, руб./кВт·ч в ценах 2023 года в силу предлагаемых изменений значений основных технико-экономических показателей, а также корректировки периода эксплуатации новой угольной ТЭС с 30 до 70 лет. Также предлагаем для существующих угольных ТЭС скорректировать срок эксплуатации до 80 лет, так как до этого времени проводимые расширенные капитальные ремонты позволяют станциям функционировать	не учтено	Расчет LCOE осуществляется в соответствии с пунктом 50 Методических указаний. Расчет LCOE осуществляется за весь жизненный цикл технологии, который принимается с учетом срока службы основного энергетического оборудования и является разным для разных генерирующих технологий. Срок эксплуатации ТЭС на угольном топливе, равный 70 годам, определен как предельный, с учетом выполнения мероприятий по продлению ресурса основного оборудования. Увеличение до 70 лет жизненного цикла ТЭС на угольном топливе при расчете LCOE потребует дополнительного учета затрат на модернизацию и реконструкцию паросилового оборудования по исчерпанию паркового ресурса и не приведет, в силу коэффициентов дисконтирования, к заметному изменению LCOE
146	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	Предложение к Приложению 12 Потребность в топливе; Раздел 7 Обосновывающих материалов: Считаем целесообразным дополнить раздел 7/приложение 12 описанием ресурсной базы (с информацией по месторождениям угля, объему запасов, экономических параметров разработки)	не учтено	Раздел 7 и приложение 12 выполнены в соответствии с требованиями пункта 15 Правил разработки ДПР. Описание ресурсной базы в рамки разработки Генеральной схемы не входит
147	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	Предложение к Разделу 8 Обосновывающих материалов: На рис. 47 необходимо пояснение касательно квоты для теплоэнергетики России 788 млн. тонн в год установленной Киотским протоколом «Рамочной Конвенции ООН об изменении климата». Киотский протокол заменен Парижским соглашением, и квоты на теплоэнергетику нет	учтено частично	Уровень выбросов парниковых газов 1990 года является маркерным значением в части выполнения условий Рамочной Конвенции об изменении климата. Количественная оценка выбросов парниковых газов отраслью электроэнергетика (объекты генерации, работающие на органическом топливе) на уровне 1990 года была представлена в основных положениях Экологической программы электроэнергетики России, разработанной РАО «ЕЭС России» в 1994 году. Ввиду того, что в Государственном докладе «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации», ежегодно выпускаемом Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации, сектор «Энергетика» определен в соответствии с методологией МГЭИК и не соответствует традиционному отечественному пониманию, был применен термин «квота» к той доле выбросов парниковых газов, эмиссия которых определена тепловыми электростанциями. МГЭИК к энергетике относит выбросы от сжигания всех видов ископаемого топлива, а также технологические выбросы и утечки в атмосферу топливных продуктов, независимо от того в каких отраслях (видах экономической деятельности) они происходят. Продолжением Киотского протокола фактически является Парижское климатическое соглашение к Рамочной Конвенции об изменении климата, которое принято постановлением Правительства Российской Федерации от 21.09.2019 № 1228. Национальный вклад России в реализацию Парижского соглашения определен Указом Президента Российской Федерации от 04.11.2020 № 666: «обеспечить к 2030 году сокращение выбросов парниковых газов до 70% относительно уровня 1990 года с учетом максимального возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем...». Глава 8 обосновывающих материалов будет отредактирована с учетом вышеизложенного
148	Глухарева Оксана Анатольевна	Физическое лицо	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Исключить из планов строительства Южноуральскую АЭС на основании результатов референдума, утвержденных Решением Челябинского городского Совета народных депутатов от 17.04.1991 года	не учтено	При выборе площадок для размещения новых АЭС в Генеральной схеме были учтены требования НП-032-19
149	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Считаем, что наиболее эффективным решением перенос площадки Красноярской АЭС в центральную европейскую часть России: - в центральной европейской части России большая плотность населения гарантирует долгосрочный и устойчивый рост потребления, по сравнению с Сибирью, где основной рост существенно зависит от нескольких промышленных и к тому же ценозависимых отраслей (производство алюминия, майнинг криптовалют) и может быть волатилен, в том числе из-за повышения цены для оплаты мощности той же Красноярской АЭС; - до 2027 года должен быть предусмотрен вывод 7 ГВт мощностей ПГУ и ГТУ, сервисное обслуживание которых невозможно или сильно затруднено. Новые АЭС смогут эффективно заместить выбывающие эффективные ПГУ без влияния на цены РСВ, так как они не являются "ценообразующими"; - ввод Красноярской АЭС мощностью 5 020 МВт в точке с регулярно возникающими ограничениями на выдачу мощности (в ОЭС Сибири наблюдается регулярное обособление	учтено частично	Проект Красноярской АЭС исключен из проекта генеральной схемы. Для обеспечения прогнозируемого потребления электрической энергии и мощности проектом генеральной схемы предусмотрено строительство новой тепловой электростанции на угольном топливе в энергосистемах Красноярского края и Кемеровской области

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				регионов с локальным ценообразованием из-за запирания транзитных сечений между Восточной и Западной Сибирью) требует детального обоснования, анализа возможности выдачи мощности для этого объекта при различных режимах работы ГЭС (до 55% генерации Сибири приходится на ГЭС, колебания их годовой выработки в зависимости от уровня водности находятся в диапазоне от 80 до 120 ТВтч). - В 2036-42 гг. в Генсхеме предполагается рост потребления в ОЭС Сибири на +16,2 ТВтч , а рост пиковой нагрузки на +2,4 ГВт. Ввод 4 блоков АЭС суммарной мощностью 5020 МВт означает не менее 37,7 ТВтч выработки в год. Таким образом, за вычетом планируемого роста потребления это соответствует разгрузке, существующей сибирской (в основном угольной) генерации в объеме 21,5 ТВтч. - ввод АЭС ограничит Развитие Канско-Ачинского буроугольного бассейна, его основных месторождений (Березовский разрез, на котором можно построить 4,8 ГВт с запасами 170 лет, и Бородинский разрез, на котором можно построить 3,6 ГВт с запасами не менее 80 лет), и всё это при LCOE 4,5 руб/кВтч при 6500 часах годовой нагрузки и при цене угля для новых проектов угольных ТЭС в ОЭС Сибири в 2000 руб./тут, против 2770 заложенных в Генсхеме (см. более подробно информацию о Канско-Ачинском бассейне в приложенном письме СГК от 27.06.2024 №1/491 на заместителя министра энергетики РФ)		
150	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	Предложение к Пункту 6.2.9 Обосновывающих материалов: 1) В проекте Генсхемы не детализированы параметры расчета необходимых капитальных затрат в объекты электросетевого хозяйства. Приведенные объемы инвестиций с разбивкой по классам напряжения недостаточны для оценки целесообразности отдельных решений, не приведены оценки удельных затрат. а) Так, ввиду новых технологических решений и отсутствия ранее реализованных проектов необходимо технико-экономическое обоснование строительства линий постоянного тока. Если для линии от Курской АЭС приведены оценки затрат, то для линий постоянного тока в ОЭС Сибири и ОЭС Востока данные показатели отсутствуют, не рассмотрены альтернативные схемы выдачи мощности. Суммарная протяженность указанных линий ППТ составляет более 3,8 тыс км., что может составлять от 153 до 267 млрд руб. инвестиций	не учтено	По пункту «1)»: детализация представления объемов капитальных вложений в проекте Генеральной схемы и обосновывающих материалах определена пунктами 15 и 17 Правил разработки ДПР. Требование о приведении удельных затрат на реализацию мероприятий по сооружению (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства, предлагаемых в Генеральной схеме, отсутствует. В разделе 9.1 обосновывающих материалов приведен перечень источников, на основании которых были определены прогнозные капитальные вложения на развитие объектов электросетевого хозяйства. Одним из источников является приказ Минэнерго России от 26.02.2024 № 131 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства». Указанный документ содержит удельные стоимостные показатели различных объектов электросетевого хозяйства. По подпункту «а)»: для ППТ, предлагаемых к сооружению в ОЭС Сибири и ОЭС Востока, возможным альтернативным решением может быть сооружение ЛЭП переменного тока 500 кВ, которых потребуется порядка четырех на каждом транзите с учетом их эффективности и необходимости резервирования. Необходимо отметить, что эффективность каждой ЛЭП переменного тока имеет свои индивидуальные особенности, связанные с протяженностью ЛЭП, потокораспределением в сети переменного тока, наличием шунтирующих связей. Для ВЛ 500 кВ эффективность передачи мощности составляет 300-500 МВт. Альтернативный вариант с сооружением ЛЭП переменного тока 500 кВ будет значительно превышать оценочную стоимость варианта строительства ППТ
151	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	Предложение к Пункту 6.2.9 Обосновывающих материалов: 2) Целесообразность вводов ГЭС, не имеющих функцию противопаводкового регулирования. Так, в проект Генсхемы заложен ввод Мокской ГЭС (УМ 1200 МВт, ОЭС Сибири), Канкунской ГЭС (УМ 1000 МВт, ОЭС Востока). Данные проекты проигрывают АЭС и ТЭС по утвержденному критерию отбора – LCOE (с учетом сделанных корректировок параметров расчета ТЭС). В проекте Генсхемы для них не представлены расчеты и техническое обоснование стоимости проекта, нет оценок стоимости альтернативных вариантов покрытия пиковых нагрузок и потребления. а) Здесь же отметим, что в проекте Генхсемы принято решение строительства ППТ «Мокская ГЭС – Чита» пропускной способностью 1000 МВт и ориентировочной протяженностью 600 км к 2032 году, при этом данная линия строится исключительно для обеспечения выдачи мощности Мокской ГЭС и затраты на реализацию данного проекта должны рассматриваться вкупе с инвестициями в сооружение станции. Утверждение «Все возможные альтернативные варианты характеризуются заведомо большими капитальными вложениями и в обосновывающих материалах не приводятся» требует представления модельных расчетов рассмотренных альтернативных вариантов	не учтено	По пункту «2)»: в рамках разработки Генеральной схемы формируется рациональная перспективная структура генерирующих мощностей, которая выполняется в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний и осуществляется в два этапа: 1) определение состава генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством их сопоставления по критерию удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE); 2) определение масштабов развития генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность). Объемы ввода в эксплуатацию отобранных по критерию LCOE основных и конкурентоспособных технологий определяются при формировании рациональной структуры путем выполнения комплексных модельных расчетов в соответствии с пунктами 58-63 Методических указаний. В ходе данных расчетов учитываются, в том числе, планируемые режимы работы электростанций с учетом их функционального назначения в энергосистеме (базовая, полупиковая и пиковая генерация). Прямое сравнение по величине LCOE генерирующих технологий, относящихся к разным функциональным группам, некорректно. Для корректного сравнения по LCOE ГЭС с АЭС или ТЭС необходимо для АЭС и ТЭС принять такое же число часов использования установленной мощности, как и для ГЭС. По подпункту «а)»: в соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, для ППТ «Мокская ГЭС – Чита» возможным альтернативным решением может быть сооружение ЛЭП переменного тока 500 кВ, которых потребуется порядка четырех с учетом их эффективности и необходимости резервирования.

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
						Альтернативный вариант с сооружением ЛЭП переменного тока 500 кВ будет значительно превышать оценочную стоимость варианта строительства ППТ
152	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	Предложение к Таблице 21 Обосновывающих материалов: Отсутствие представленных модельных расчетов оценок LCOE для разных типов генерации приводит к риску возникновения некорректных результатов из-за технических ошибок. Так, в расчете LCOE для угольных блоков вместо декларируемых 70 лет эксплуатации было принято значение в 30 лет, что значительно увеличило стоимость данного типа генерации для системы (например, LCOE угольного блока в ОЭС Сибири оказалось завышено только из-за этого фактора на 0,6 руб./кВтч) и привело к некорректным результатам моделирования рациональной структуры генерации	не учтено	Расчет LCOE осуществляется в соответствии с пунктом 50 Методических указаний. Расчет LCOE осуществляется за весь жизненный цикл технологии, который принимается с учетом срока службы основного энергетического оборудования и является разным для разных генерирующих технологий. Срок эксплуатации ТЭС на угольном топливе, равный 70 годам, определен как предельный, с учетом выполнения мероприятий по продлению ресурса основного оборудования. Увеличение до 70 лет жизненного цикла ТЭС на угольном топливе при расчете LCOE потребует дополнительного учета затрат на модернизацию и реконструкцию паросилового оборудования по исчерпанию паркового ресурса и не приведет, в силу коэффициентов дисконтирования, к заметному изменению LCOE
153	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Приложение 7. Изменение установленной мощности ТЭС	Согласно перечню существующих объектов по производству электроэнергии на горизонте до 2036 года выводятся 3 блока К-300 и 1 блок К-500 Рефтинской ГРЭС (Итого 1400 МВт). В настоящее время блоки Рефтинской ГРЭС проходят последовательную модернизацию по программе КОММОд. Планируется модернизация всех энергоблоков электростанции. Предлагаемую к сооружению Рефтинскую АЭС, предлагается разместить на иных уже существующих площадках АЭС – Белоярской, Южно-Уральской или других	не учтено	При формировании перспективного состава генерирующего оборудования были учтены принятые к реализации мероприятия по модернизации генерирующего оборудования. Вывод указанных блоков Рефтинской ГРЭС предполагается в связи с их высокой наработкой. В случае принятия решения об их модернизации и соответствующих обязательств в рамках механизма конкурсных отборов проектов модернизации их вывод будет исключен при очередной актуализации генеральной схемы
154	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Предлагаемую к сооружению Рефтинскую АЭС, предлагается разместить на иных уже существующих площадках АЭС – Белоярской, Южно-Уральской или других. Согласно перечню существующих объектов по производству электроэнергии на горизонте до 2036 года выводятся 3 блока К-300 и 1 блок К-500 Рефтинской ГРЭС (Итого 1400 МВт). В настоящее время блоки Рефтинской ГРЭС проходят последовательную модернизацию по программе КОММОд. Планируется модернизация всех энергоблоков электростанции	не учтено	При формировании перспективного состава генерирующего оборудования были учтены принятые к реализации мероприятия по модернизации генерирующего оборудования. Вывод указанных блоков Рефтинской ГРЭС предполагается в связи с их высокой наработкой. В случае принятия решения об их модернизации и соответствующих обязательств в рамках механизма конкурсных отборов проектов модернизации их вывод будет исключен при очередной актуализации генеральной схемы
155	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	Предложение к Таблице 20 Обосновывающих материалов: Ограничение ЧЧИМ 6500 часов для новых угольных блоков, которые будут покрывать базовую нагрузку в силу низких топливных издержек, не является корректным. В ОЭС Сибири отдельные угольные блоки, обеспеченные базовой нагрузкой по отпуску тепла, стабильно работают с КИУМ 80% и более даже в период высокой водности. Считаем корректным определить для такой генерации ЧЧИМ на уровне 7000 часов	не учтено	Значение ЧЧИУМ ТЭС принято в соответствии с пунктом 125 Методических указаний
156	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	Предложение к Таблице 20 Обосновывающих материалов: Принятый в расчетах Генсхемы показатель ЧЧИУМ для новых ПГУ принят на уровне 6500 часов, что соответствует КИУМ в размере 74,2%. При этом, указанная величина на наш взгляд является заниженной по следующим причинам: a. Согласно приказу Минэнерго России от №107 о расчете Крсв для объектов ДПМ указано, что для газовых объектов мощностью не менее 150 МВт КИУМ равен 80%, что соответствует ЧЧИУМ в размере 7000 часов в год. b. Величина ЧЧИУМ в размере 6500 часов означает, что ПГУ выключена в течение более 3-х месяцев, что не соответствует ни одному плановому проведению ремонта в отношении такого оборудования. c. Для различных типов газовых турбин регламентные сроки проведения инспекций могут различаться. В среднем крупная инспекция (инспекция горячего тракта/главная инспекция/главная инспекция с продлением ресурса) проводится раз в 4-5 лет и ее продолжительность составляет 40-50 суток, до 80 суток - для главной инспекции с продлением ресурса. В остальное время ежегодно проводятся малые инспекции продолжительностью 10-14 суток. Таким образом, средняя продолжительность плановых инспекций в год составляет 22 суток исходя из жизненного цикла газовой турбины 12-15 лет. Кроме того, можно учесть ежегодные дополнительные нерегламентированные ремонты 2-й категории продолжительностью 8 суток. Таким образом в среднем нормативная продолжительность ремонтов составляет 30 суток в год. В силу изложенного, считаем величину ЧЧИУМ 6500 часов в год для ПГУ заниженной и предлагаем ее скорректировать на 7000 часов	не учтено	Значение ЧЧИУМ ТЭС принято в соответствии с пунктом 125 Методических указаний. Значение ЧЧИУМ учитывает не только плановые и аварийные простои генерирующего оборудования, но и неравномерность графика нагрузки и сезонные ограничения мощности в зависимости от типа генерирующего оборудования
157	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Приложение 6. Планируемые к строительству и вводу в	В проект Генсхемы заложено строительство 6 новых объектов ГАЭС. Отметим, что ГАЭС не является источником генерации (является нетто-потребителем), целесообразность данных проектов обусловлена вводом ВИЭ и, возможно, АЭС. В материалах не приведено ТЭО реализации этих проектов, не рассмотрены альтернативные сценарии строительства сетевой	не учтено	Предусмотренное проектом Генеральной схемы строительство ГАЭС планируется, в первую очередь, для предотвращения локальных дефицитов мощности, а не для обеспечения регулировочного диапазона. Для предусмотренных вариантов размещения ГАЭС их использование для

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
			эксплуатацию ГЭС, ГАЭС, ВИЭ	инфраструктуры для покрытия локальных дефицитов/избытка мощности. На примере Приморской ГАЭС можно рассмотреть целесообразность ввода данной генерации. В материалах АО «СО ЕЭС» по развитию электроэнергетики Дальнего Востока предусмотрен ввод 800 МВт объектов ВИЭ в Приморском Крае, а также 1200 МВт 2-блочной АЭС. Для страхования рисков избыточной разгрузки в ночные часы принято решение о строительстве ГАЭС в объеме 600 МВт (88 млрд руб. инвестиций). При этом не рассматриваются альтернативные сценарии (например, ввода 2х угольных блоков на Приморской ГРЭС и строительства линии переменного тока от ПС Приморская ГРЭС до ПС Варяг, строительство мобильных ГПУ для покрытия временного локального дефицита в узле Юг Приморского Края). Предлагаем рассмотреть альтернативные сценарии		предотвращения локальных дефицитов является наиболее эффективным с учетом принятых технико-экономических показателей
158	Устинов Александр Александрович	Российский союз промышленников и предпринимателей	Общее предложение	Просим учесть представленные замечания. Версия с графиками и таблицами в прикрепленном файле. В представленном проекте Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (далее – проект, Генсхема) и Обосновании (далее – Обоснование) представлен план, в котором присутствует ряд системных ошибок, ведущих к неоптимальным решениям. Последствия таких решений можно увидеть в Заключении [Обоснование, с. 249]: предлагается инвестировать 41 трлн рублей за 18 лет, при этом дефицит средств отрасли за этот же период оценивается в 37,5 трлн рублей, то есть, предлагается такая инвестиционная программа, которая на 9% обеспечена, а на 91% не обеспечена средствами (разница = 10 раз). Соответственно, и прогнозная стоимость генерации и магистральных сетей повышается от 5,9 руб/кВтч в 2025 году не до вполне посильных 9,8 руб/кВтч в 2042 году (рост 69% за 17 лет), а до 15,3 руб/кВтч [Обоснование, с. 241], то есть, предлагается сценарий, увеличивающий целевую стоимость электроэнергии на 56% (15,3 / 9,8 = 1,56) по сравнению с прогнозируемыми возможностями, что означало бы потерю конкурентного преимущества России в части относительно недорогой электроэнергии. А как показывает анализ, представленный ниже, к тому же в проекте Генсхемы недоучтены ещё 2,8 трлн руб. инвестиций. Вполне может быть, что отрасль нуждается в дополнительном инвестиционном ресурсе и что нужен рост конечной цены на оптовом рынке сверх инфляции. Но после 15-летнего инвестиционного цикла (программы ДПМ, ДПМ-АЭС, ДПМ ВИЭ, КОММОД и прочие), невозможно считать приемлемым десятикратное увеличение дефицита инвестиционного ресурса, как предлагается в Генсхеме, приводящее к росту необходимой выручки над прогнозной на 56%. По крайней мере, прежде чем серьезно обсуждать такое увлечение, нужно найти оптимизационные рычаги хотя бы на 20 трлн рублей капитальных инвестиций (в деньгах 2024 года без НДС, что с учетом будущей инфляции и НДС транслируется в экономию 30 трлн рублей), и нельзя считать Генсхему принятой, пока они не будут найдены. Тогда проблема дефицита будет в 5 раз уменьшена (с 37,5 трлн руб. до 7,5 трлн рублей) и уже с таким дефицитом легче будет обсуждать расчеты и возможность повышения цены и на что средства будут тратиться	не учтено	Целью Генеральной схемы является выявление потребности экономики в развитии объектов электроэнергетики на долгосрочный период, формирование потребности в затратах на ее поддержание и оценка возможности их покрытия исходя из существующих механизмов ценообразования в электроэнергетике. Выявленный дефицит средств для обеспечения затрат означает, что необходима выработка мер по его обеспечению на уровне Правительства Российской Федерации. При этом тезис о неоптимальности предложенных в проекте генеральной схемы решений не обоснован
159	Устинов Александр Александрович	Российский союз промышленников и предпринимателей	Общее предложение	Просим учесть представленные замечания. Версия с графиками и таблицами в прикрепленном файле. Дальнейшие замечания по поводу того, как найти экономию в 20 трлн рублей в деньгах 2024 года, следуют, и прочие предложения по разработке Генсхемы представлены ниже. Раздел 1 Со стороны спроса: прогноз потребления мощности и планы на установленную мощность Как указывается в проекте Генеральной схемы (с. 9), прогноз потребления электроэнергии в энергосистемах Российской Федерации был утвержден Правительственной комиссией по электроэнергетике. По энергосистемам России прогнозируется рост потребления на 28% (с 1134 млрд кВтч до 1448), а по ЕЭС России – 27%. Любой прогноз по определению ошибочен, однако план по реагированию на отклонения не представлен. Точнее, он представлен в одну сторону (предлагается 8,5 ГВт, или примерно 40 млрд кВтч, под стратегический резерв [проект Генсхемы, с. 16]), но в сторону понижения плана реагирования нет. Оба вида отклонений требуют рассмотрения. Рычаг 1а. Отклонения вверх и готовность к возникающим дефицитам мощности. Отмечается, что в 2023 году максимум потребления мощности равен 171 ГВт (с. 7), а прогнозируемый максимум потребления мощности в 2042 году будет 208 ГВт (с. 10), рост 21,6%. При этом текущая установленная мощность равна 254 ГВт (а без ВИЭ, так как ВИЭ работают на непостоянном ресурсе, – 249 ГВт). Следует отметить, что оптимально размещенные 249 ГВт (без учета мощностей ВИЭ) в 2042 году при коэффициенте 15% недоступности в пиковый период (аварийность плюс какие-то неизбежные зимние плановые ремонты) дают располагаемую мощность в 249 * 85% = 212 ГВт, то есть, достаточно чтобы обеспечить пик потребления в 208 ГВт. Вместо этого планируется к концу 2042 году содержать 302 ГВт (без	не учтено	В соответствии с Правилами разработки ДПР разрабатывается один сценарий генеральной схемы для обеспечения покрытия потребности в электрической энергии и мощности в соответствии с прогнозом, одобренным Правительственной комиссией. Предлагаемый отказ от мощности (порядка 21 ГВт) приведет к необеспечению уровня БН и не может быть принят, в том числе с учетом одобренного прогноза потребления электрического энергии и мощности. Предложенный «коэффициент 15 % недоступности» очевидно не учитывает ограничения мощности на ГЭС, которые в зимний период максимальных нагрузок являются значительными. Минимальный уровень БН, установленный нормативными актами Российской Федерации, составляет 0,996. При этом, с учетом имеющихся факторов неопределенности и длительности циклов развития объектов электроэнергетики, целесообразно иметь запас для нивелирования рисков данных отклонений. Обращаем внимание, для цели верификации среднесрочных прогнозов предусматривается актуализация Генеральной схемы через 3 года и разработка каждые 6 лет, что позволит регулярно пересматривать объемы и темпы вновь вводимых мощностей

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				ВИЭ – 279 ГВт). Избыток равен 30 ГВт. В проекте Генсхемы указано, что из 279 ГВт (без ВИЭ) 8,5 ГВт вводится сверх требований надежности (с. 16), следовательно, 270 ГВт нужны для надежности, что превышает текущие 249 ГВт на 21 ГВт. Если эти 21 ГВт умножить на среднее по системе значение новых вводов (средневзвешенное значение по вводам газовым и угольным в проекте Генсхемы – 191 руб/Вт), то экономия от недопущения избытков мощности составила бы 4,0 трлн рублей, что является заметной величиной при заявленном в проекте Генсхемы дефиците 37,5 трлн рублей. Возможно, в избыточных требованиях к надежности и кроется причина избытка. Отмечается, что представленная в проекте Генсхемы структура позволяет обеспечить дефицит электроэнергии не более 0,1 сут./год (то есть 2-3 часа в год). Но не сказано, насколько можно меньше содержать мощности, если допустить, например, дефицит мощности на 1 сутки (20-30 часов) в год. Следует представить потребность в мощности при параметре 1 сутки в год. Учитывая, что отключения у потребителей в основном являются функцией работы распределительного сетевого комплекса (а не объектов планирования Генсхемы – генерации и магистральных сетей), дефицит мощности не следует путать с надежностью конечного потребителя. Он восполним передачей из соседних узлов и регионов. Рычаг 1б. Отклонения вниз и вопрос избытка инвестиций. В России, как и в любой ее региональной энергосистеме, возможны серьезные отклонения от прогноза. Причины этому могут быть в изменении структуры экономики, в повышении энергоэффективности потребления при данной структуре экономики или в снижении темпов роста экономики. При этом Генсхема является документом, утверждающим вполне конкретные объекты с длинным циклом подготовки и строительства (АЭС и ГЭС), которые не могут быть начаты, а затем отменены. Это означает, что если, например, рост потребления электроэнергии в ЕЭС России за период Генсхемы окажется не 27%, а 15%, то разница в 128 млрд кВтч приведет не к отмене «длинных» проектов (АЭС и ГЭС), а на КИУМ ТЭС, который тем самым упадет на 10%, следовательно, постоянные затраты ТЭС в одноставочном выражении вырастут на 20%. Такой результат крайне нежелателен в первую очередь потому, что ТЭС производят два продукта: не только электроэнергию, но и тепло – и их вывод с закрытием площадки выглядит крайне маловероятным (вернее, будет составлять единичные случаи). Значит, и эти 20% роста на содержание недозагруженных станций лягут на потребителей. Чтобы предотвратить такое развитие событий, в Генсхеме нужно прописать четкий механизм точек принятия решений, на неизбежный случай отклонения факта (точнее, последнего известного факта потребления в год принятия решения) от прогноза. За этим должна автоматически следовать отмена или сдвиг проектов с длинным инвестиционным циклом (9 лет и более) на полтора цикла Генсхемы, то есть, уже в 2027 году нужна корректировка на вводы 2037-2039, в 2030 году на вводы 2040-2042. На графике на странице 3 прикрепленного файла отражены три прогноза роста потребления в ЕЭС России на годы, факт которых будет известен в каждый год обновления Генсхемы. Голубой линией нарисован утвержденный прогноз (рост по ЕЭС России 2041 год к 2023 году = 26%). Видно, что рост зависит от точности прогнозов ближайших лет, до 2029-30 года. Но возможны и сценарии, где рост будет более плавным. Так, оранжевой линией показан рост, где к периоду 2023-2026 применен прогноз 2026-2029 и так далее (тогда рост не 26%, а 18%). Серой линией – к периоду 2023-2026 применен прогноз 2029-2032 и так далее (тогда рост потребления = 15%). Таким образом, если к 2027 году будет видно, на основании факта 2026 года, что потребление составило не 1216 млрд кВтч, а, допустим, 1150 млрд кВтч, то можно считать прогноз потребления на 2041 год равным 1282 млрд кВтч. И поэтому нужно сейчас, в 2024 году, описать, какая будет структура мощностей в 2042 году при потреблении 1282 в 2041 году и какие проекты длинного цикла (АЭС и ГЭС) остаются, а какие уходят из Генсхемы. Целесообразно также проделать эту работу на промежуточный сценарий. Следует помнить, что на случай обратной ошибки (медленный рост до 2026 года, быстрый рост от 2026 к 2029 году) в проекте Генсхемы уже заложен стратегический резерв, тем самым предлагаемый подход не несет рисков для системы в целом. По примерным расчетам, экономия от отказа в строительстве станций на 128 млрд кВтч (1410 – 1282 = 128), при среднем (между ТЭС и АЭС) КИУМе в 7000 часов, экономит 18,3 ГВт вводов мощности. Тем самым, при капитальных затратах в среднем (также между ТЭС и АЭС) 205 руб/Вт получается, что здесь кроется экономия инвестиций в 3,8 трлн рублей. Но так как для проектов с длинным циклом нужно знать, какие конкретно площадки откладываются, а какие развиваются, данный подход нужно применять по объединенным энергосистемам (ОЭС) и иногда по части систем. С учетом того, что в текущем проекте Генсхемы все прогнозы представлены в разбивке только по синхронным зонам (из ЕЭС России выделяется тем самым только Дальний Восток), не представляется возможным проиллюстрировать этот подход на примере отдельных ОЭС. Однако применяться он должен именно по ОЭС (или еще более гранулярно), не по стране в целом. Итого, через описанные выше подходы – через рычаги более гибкого планирования и неизбыточности мощностей – экономия 7,8 трлн рублей представляется реализуемой		

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
160	Устинов Александр Александрович	Российский союз промышленников и предпринимателей	Общее предложение	Просим учесть представленные замечания. Версия с графиками и таблицами в прикрепленном файле. Дальнейшие замечания по поводу того, как найти экономию в 20 трлн рублей в деньгах 2024 года, следуют, и прочие предложения по разработке Генсхемы представлены ниже. Раздел 2 Со стороны предложения: учет специфики инвестиционных параметров в России, преимущества модернизации В Российской Федерации высокая стоимость денег относительно большинства не только развитых экономик (в целом в недружественных странах), но и дружественных стран и партнеров по БРИКС. Чтобы «приземлить» это общее наблюдение на реалии российской энергетики, стоит сравнить два одинаковых проекта новой стройки, с одной только разницей: в одном случае стоимость привлечения капитала - 6% (типичный уровень развитых стран, и выше чем, например, Китай), а в другом - 16% (реалистичный долгосрочный уровень России – последний год это значение превышает 20%, а при повышении ставки ЦБ до 19% в год, стоимость привлечения капитала с учетом риска приближается к 25%). См. таблицу на стр.4 прикрепленного файла. Разница в LCOE составляет 70% (6,2 рубля вместо 3,7 рублей за кВтч, как указано в иллюстративном расчете). Поэтому в России и имеет смысл модернизация и всевозможные виды продления срока эксплуатации всех видов мощностей. В таблице также указана модернизация. Можно увидеть, что даже при менее экономичном расходе топлива, даже при более высоких постоянных затратах, трех- или четырехкратное снижение капиталовложений в условиях высокой стоимости капитала означает что модернизация почти на 30% дешевле новой стройки (4,3 руб. вместо 6,2 рубля на кВтч). Поэтому так важно пересмотреть те параметры в проекте Генсхемы, которые приводят к завышенной стоимости. Рычаг 2а. Во-первых, следует учесть, что проектируемая Генсхема повышает амбициозность обновления парка через обязательный критерий вывода станций. (А при повышенных объёмах вывода тем чувствительнее становится завышение капитальных затрат.) Помимо вывода 10 ГВт АЭС (в основном блоки РБМК), также выводится 101 ГВт мощностей ТЭС за 18 лет (5,6 ГВт в год), при том что всего в стране 166 ГВт ТЭС, то есть выводятся 61% ТЭС за 18 лет – это темпы рывка, предполагающего что жизнь ТЭС = 30 лет. Если бы можно было выводить в модернизацию 72 ГВт за 18 лет (то есть вернуться к темпам 4 ГВт в год, как по программе КОММОД), тем самым отсрочить 29 ГВт модернизации через расширенные капитальные ремонты, то при допущении, что расширенный капитальный ремонт равен 10% от новой стройки (10% * 180 руб/Вт = 18 руб/Вт), и при допущении Генсхемы о модернизации (60% * 180 руб/Вт = 108 руб/Вт) вероятная экономия составляла бы 29 * (108 – 18) = 3,1 трлн рублей. Однако, вероятно, следует только 1,5 трлн рублей экономить, а остальные 1,5 трлн потратить на ускорение модернизации. Рычаги 2б и 2в. Во-вторых, не выглядит логичным допущение, что модернизация = 60% от новой стройки, а не 30% или меньше. Тут получается два вида перерасходов: • Для тех 65 ГВт, когда победила модернизация, оценка перерасхода = 65 ГВт * [(60% - 30%) * 180 = 54 руб/Вт] = 3,5 трлн руб. • В описанных проектом Генсхемы условиях только 65 ГВт, а не все 101 ГВт, модернизации успешно конкурируют с новой стройкой, в то время как при условии таблицы выше такие случаи должны быть редким исключением, допустим, 12 ГВт из 101 окажутся новой стройкой (они обозначены в Приложении 8 материалов к проекту Генсхемы), а не 36 ГВт. Если позволить модернизировать не 65 ГВт, а 89 ГВт, то экономия будет (89 – 65 ГВт) * 180 * (100 – 30% = 70%)] = 24 ГВт * 180 руб/Вт * 70% = 3,0 трлн руб. Рычаги 2г. Наконец, новые стройки ТЭС в Генсхеме работают 6500 часов, хотя могли бы работать как минимум 7000 часов. Вместо ввода 36 ГВт новых мощностей ТЭС, тем самым можно было ввести 36 * 6500/7000 = 32,5 ГВт, или экономия в 3,5 ГВт. Умножая это значение на 180 руб/Вт получается экономия в 0,6 трлн руб. Если же применить экономию не 36, а к 10 ГВт, всё равно получается экономия в 0,2 трлн руб. Общая экономия со стороны предложения (Рычаги 2а, б, в, г): 8,2 трлн руб	не учтено	В проекте Генеральной схемы приняты верифицированные технико-экономические параметры, соответствующие актуальным нормативным актам, статистическим данным, данным собственников генерирующего оборудования, а также исходные условия Минэнерго России, сформированные в соответствии с пунктом 22 Правил разработки ДПР. Обращаем внимание, что в рамках проекта Генеральной схемы, также как и в замечании, отдается приоритет модернизации существующих мощностей ТЭС. Расчет LCOE выполняется в соответствии с пунктом 50 Методических указаний за весь период жизненного цикла без учета инфляции, налогов, плановой прибыли. Общий объем вывода из эксплуатации ТЭС в соответствии с проектом Генеральной схемы в период 2025–2042 составит всего 35 ГВт. Это морально и физически устаревшее оборудование, с высокой аварийностью и низкими технико-экономическими показателями, которое подлежит выводу из эксплуатации с учетом результатов системной оптимизации. При формировании рациональной структуры принято, что стоимость модернизации составляет до 60 % от капитальных затрат на новое строительство. При оценке ценовых последствий инвестиции в модернизацию принимались в размере 30 % от капитальных затрат на новое строительство. Капитальные затраты по проектам, которые уже прошли отбор КОММод, принимались по результатам отборов. Определяющим балансовым условием для абсолютного большинства энергосистем ЕЭС России является баланс мощности, поэтому первичным является величина располагаемой мощности. Режим работы ТЭС определяется конфигурацией графика потребления мощности и в среднем он ниже 6500 часов. При этом, в силу указанного, это не означает, что объем вводимой мощности может быть снижен
161	Устинов Александр Александрович	Российский союз промышленников и предпринимателей	Общее предложение	Просим учесть представленные замечания. Версия с графиками и таблицами в прикрепленном файле. Дальнейшие замечания по поводу того, как найти экономию в 20 трлн рублей в деньгах 2024 года, следуют, и прочие предложения по разработке Генсхемы представлены ниже. Раздел 3 Со стороны углеродного регулирования и межтопливной конкуренции. Важнейшей проблемой в проекте Генсхемы (Обоснование, с. 57) является инверсия в типичном соотношении капитальных затрат между видами технологий. Говоря терминами чисто экономическими (то есть, если бы не было климатической повестки или иной государственной повестки, делающей ставку на безуглеродные технологии), этот рычаг мог мы сэкономить до 6,0 трлн. рублей, как описано ниже. Если же эти средства тратить, то они должны быть обозначены именно как углеродные сборы. Вероятно, сделана попытка через пресловутую	не учтено	При формировании Генеральной схемы выполнены итерационные расчеты рациональной структуры по критерию минимума дисконтированных затрат, балансовой надежности (с последующей корректировкой структуры мощностей), расчеты по выявлению локальных дефицитов мощности в отдельных частях ЕЭС России с приоритетным размещением в них объектов генерации для целей минимизации строительства электрических сетей и формирование окончательной структуры генерирующих мощностей. В проекте Генеральной схемы приняты верифицированные технико-экономические параметры, соответствующие актуальным нормативным актам, статистическим данным, данным собственников генерирующего оборудования, а также исходные условия Минэнерго России, сформированные в соответствии с пунктом 22 Правил разработки ДПР.

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				технологически нейтральную «конкуренцию» обеспечить «победу» определенных технологий. Это приводит к искажениям. Вместо этого правильный подход следующий: выделить дополнительные затраты системы на эти технологии и потом зачесть их как те затраты, за счет которых энергетика может привнести вклад в сокращение выбросов парниковых газов или достижение иных государственных целей. Тогда возможно и нахождение источника под такие затраты, ибо предполагается создание цены на углерод, и если цена будет достаточной, то и появится стимул на выполнение этих планов. Величина удельных капитальных затрат по типам генерации (АЭС, ГЭС, ВИЭ ТЭС, ГАЭС) приняты из разных документов-источников в которых применены разные методологические подходы . Стоит отметить несостоятельность использования разных подходов оценки капитальных затрат для разных технологий, когда задача стоит в том, чтобы сравнить эти технологии. При этом нигде в проекте Генсхемы не применен единственно логичный подход – от натуральных (физических) величин. При всей их кажущейся сложности, объекты энергетики являются совокупностью определенных видов материалов (напр., бетон, металлоконструкции), оборудования, трудозатрат. Оборудование составляет как правило менее 30% капитальных затрат (хотя и оно в итоге зависит от затрат на определенные материалы и трудоемкость его производства). Но даже если не углубляться в оборудование, остальные 70% капитальных затрат должны быть привязаны к количеству тех самых кубометров бетона, тонн металла, млн человеко-часов, и т.д. (Например, на двублочную площадку АЭС, 2400 МВт, требуется более 1 млн м3 бетона, а на ТЭС той же мощности, 3 блока по 800 МВт, требуется не более 0,3; аналогичные значения можно привести по иным видам материалоемкости и по трудоемкости). Подобного подхода в Генсхеме и материалах нет. Вместо него используются документы-источники, которые отвечают не на вопрос «Какие будут капитальные затраты?», а на вопрос «Какие затраты будут переложены на потребителя?» Такой подход можно использовать точечно для одного проекта, по которому прямо сейчас проходит конкурс или отбор, но для перспективного планирования энергетики всей страны этот подход является некорректным. Если затраты на какую-то из технологий будут постоянно превышать значение из документа-источника, тогда потребителям (а если не потребителям, то налогоплательщикам, в первую очередь членам РСПП) придется восполнять разницу. А если затраты на какую-то из технологий на самом деле ниже, чем указано в документе-источнике, то упускается возможность экономии, что недопустимо, когда заявлен дефицит требуемого инвестресурса в 91%. Эту проблему можно решить либо более основательным путем через подробное сравнение основных составляющих сметы, либо через фактические значения показательных проектов. Как раз последний подход использовался в постановлении Правительства Российской Федерации № 1000 от 24 июля 2024 г. по АЭС, где взято значение 180 руб/Вт по Ново-Воронежской АЭС. Но в проекте Генсхемы не взяты фактические аналоги новых строек ПГУ или угольных блоков. Этот пробел можно восполнить следующим образом (см. таблицу на странице 7 прикрепленного файла). Традиционное соотношение капитальных затрат АЭС – ПСУ (в последние 20 лет это в основном угольные ПСУ) – ПГУ примерно равны соотношению 180 – 100 – 60 руб/Вт для первых проектов АЭС и вводов периода ДПМ-1 (если провести свод всех проектов с обозначением годов стройки, можно уточнить это соотношение, но кардинально в долгосрочной перспективе оно не может изменится так как не меняется физика). Далее применяется инфляция строительных затрат (например, на 80% за 10-летие). Если применить к оборудованию обычную строительную инфляцию в случае АЭС и повышенную, 120% в случае ТЭС (чтобы отразить освоение ранее импортируемых технологий), то значения под оборудование вырастут примерно до 320 – 190 – 115. При этом экономические последствия от санкционных мер дают скачкообразный рост (в особенности это и видно на рынке оборудования ТЭС в 2023-2024 годах), но, так как физика процесса не поменялась, нет причин их фиксировать в долгосрочной перспективе, а есть рациональное ожидание более низкой инфляции и даже дефляции в будущие годы (после рыночных шоков естественно происходит корректировка). В проекте Генсхемы же мы видим обратную картину, инверсию, где та же «тройка» значений (Обоснование, с. 57) составляет: 220 – 260 – 135. Тем самым дельта между реалистичной оценкой и представленной в проекте Генсхемы равна +100, -70 и -20 для этих трех технологий. Рычаг 3а. Если применить значение +100 руб/Вт к плановым вводам 28 ГВт новых строек АЭС, то получается недооценка инвестиций в проекте Генсехмы на 28 * 100 = +2,8 трлн рублей. Как указано выше, эти затраты не обязательно устранять, но их нужно (1) признать, (2) обозначить источник и (3) обозначить как плату за безуглеродность, что может быть важным для экспортного бизнеса. А если источником восполнения этого дефицита косвенно станет федеральный бюджет, то тем более важно определить эти средства как вклад России в снижение выбросов парниковых газов и формализовать такую статью расходов. Рычаг 3б. Применяя значения -70 и -20 руб/Вт к вводам 13 ГВт на угле и 24 ГВт на газе, получаем экономию в 0,9 трлн рублей по угольным ТЭС и 0,5 трлн рублей на ПГУ – в сумме		Делается необоснованный вывод о несостоятельности применяемого подхода. В рамках разработки генеральной схемы невозможно применение подхода от «натуральных (физических) величин». Первичные технико-экономические показатели (такие как капитальные и операционные затраты и пр.), являются исходной информацией, а не предметом разработки. Приведенные величины не сопоставимы (в ценах разных лет) и не подтверждаются актуальными планами собственниками генерирующих компаний по сооружению генерации, а также последними проведенными КОМ НГО. Кроме того, по экономическим параметрам, принятым в рамках проведения КОМ НГО 2024 года, оборудование в строительстве нового блока ПГУ составляет 59 %. ПСУ на угле дороже ПГУ примерно в 2 раза. Конкретные источники информации по приведенным в предложении соотношениям экономических параметров генерирующих технологий не приводятся. С учетом актуальных технико-экономических показателей данное соотношение представляется необоснованным. Вместе с тем, данные в генеральной схеме взяты на основании верифицированных источников информации о капитальных затратах. Делается необоснованное предположение про «+100 руб./кВт». Предельная величина капитальных затрат на АЭС в ценах 2023 года составляет 220 тыс. руб./кВт в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 1000 от 24.07.2024 и соответствует средневзвешенным капитальным затратам на сооружение всех запланированных блоков АЭС согласно данным АО «Концерн «Росэнергоатом». Применение значение «-70» и «-20» не обосновано и не соответствует актуальным сведениям в части ожидаемых затрат на сооружение новой генерации. Территориальные коэффициенты учитывают не только логистические трудности, но регионально-климатические и сейсмические условия строительства, в сложных районах требуется больший объем стройки. Следует отметить, что в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 13.04.2010 № 238, территориальные коэффициенты были дифференцированы даже по видам топлива (газ/уголь). Объемы развития ВИЭ, предусмотренные проектом Генеральной схемы, обоснованы в первую очередь по участию в балансах электрической энергии. Из 12,6 ГВт мощности новых ВИЭ, не распределенных по конкретным площадкам, 7,2 ГВт планируется к сооружению в ОЭС Сибири и ОЭС Востока в условиях дефицитного баланса электрической энергии и большого объема маневренной мощности ГЭС. Остальные объемы ВИЭ относительно равномерно распределяются между ОЭС Урала, Средней Волги, Центра и Северо-Запада и не требуют дополнительных вложений в маневренную генерацию. Очевидно, что по своей сути ГАЭС не являются источником электрической энергии, а являются накопителем. Таким образом, вклад в безуглеродность самих по себе ГАЭС рассматривать бессмысленно. В проекте Генеральной схемы ГАЭС рассматриваются именно как источники пиковой мощности в целях предотвращения локальных дефицитов мощности и оптимизации режимов работы базовой генерации. Учитывая технико-экономические параметры предлагаемых к сооружению ГАЭС и альтернативных вариантов пиковой генерации, а также ограничения по доступу к газотранспортной инфраструктуре, сооружение предложенных проектом генеральной схемы ГАЭС является оптимальным вариантом предотвращения локальных дефицитов мощности в соответствующих энергорайонах Сооружение линий постоянного тока будет иметь комплексный эффект, заключающийся не только в удовлетворении спроса, но и возможности взаиморезервирования энергосистем Западной и Восточной Сибири и ОЭС Востока, возможности максимизации использования безуглеродных источников и пр. В таблице 70 приведены прогнозные объемы капитальных вложений в строительство и реконструкцию генерирующих мощностей, необходимые для реализации всех технических решений Генеральной схемы с НДС (страница 199 Обосновывающих материалов). 41 млрд руб. – это все инвестиции, в том числе в мероприятия по изменению установленной мощности на объектах розничной генерации. В таблице 72 Обосновывающих материалов приведены объемы капитальных вложений в новые проекты, предлагаемые в Генеральной схеме, для целей оценки ценовых и тарифных последствий без НДС. В связи с тем, что согласно Методическим указаниям оценка ценовых последствий

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				1,4 трлн. руб. экономии. Рычаг 3в. Отдельной проблемой стоят не соответствующие друг другу региональные коэффициенты удорожания строительства (Обоснование, с. 57). Эти коэффициенты призваны отражать в первую очередь логистические трудности в менее доступных регионах. Нет оснований считать, что на разные технологии они должны влиять по-разному. Если для каждого региона применять минимальный коэффициент из представленных, то можно посчитать перерасход и в этой части. По ТЭС Приложение 8 в материалах к проекту Генсхемы обозначает 12 ГВт названных строек на 21 площадке, а остальные 24 ГВт не названы. Применение минимальных для каждой технологии региональных коэффициентов к проектам в Приложении 8 даёт 0,4 трлн руб. экономии, а на остальные 24 ГВт новых вводов ТЭС перерасход составляет дополнительно 0,8 трлн руб., итого 1,2 трлн руб. Рычаг 3г. Вкладом в безуглеродность следует считать и нетто-эффект от программы строительства ВИЭ. Предполагается ввод 17 ГВт ВИЭ, которые смогут выработать в год ~ 40 млрд кВтч к 2042 году по сравнению с 2024 г. Инвестиции увеличиваются на 1,4 трлн. руб. – их и следует признать платой за безуглеродность. (Если более подробно считать экономику энергосистемы при ВИЭ, то примерно 0,3 трлн руб. в год расходов понадобятся на возврат инвестиций в ВИЭ и на затраты на их поддержание, но часть возвращается через экономию топливной составляющей на разгружаемых ТЭС, которая при производстве 40 млрд кВтч будет составлять порядка 0,1 трлн руб. в год. Итак, остается разница в 0,2 трлн. руб. в год платежей за безугледродность. А далее требуются инвестиции в маневренную мощность для интеграции с ВИЭ.). Рычаг 3д. ГЭС и ГАЭС дают дополнительные инвестиционные затраты в 2,6 трлн. руб. Из общих капитальных затрат на ввод 4,3 ГВт ГЭС в 1,8 трлн. руб, по нашим расчетам 1,0 трлн руб является по сути доплатой за безуглеродность и/или другие цели. Кроме того, ГАЭС не дают никакого эффекта по энергии (точнее – являются нетто-потребителем), а дают эффект только по мощности, при этом инвестиции в них равны 0,8 трлн рублей. Неясно, все ли предложенные ГАЭС нужны в ситуации, когда потребление энергии растет быстрее потребления мощности. В совокупности, 1,8 трлн рублей на стройках ГЭС и ГАЭС можно будет либо сэкономить, либо зачесть как плату за углерод. Рычаг 3е. Наконец, до 0,3 трлн рублей, вероятно, можно сэкономить через переосмысление линий постоянного тока (ПТ) в ОЭС Сибири и Востока, где маловероятно, что новая генерация у точек спроса (с центром в Чите) будет дороже, чем отдаленная генерация и несколько тысяч километров новых линий. Также следует лучше объяснить соотношение значений в таблицах 70 и 72, в которых дается разбивка инвестиций в 30 млрд руб. без НДС и 41 млрд руб. с НДС по технологиям. По логике, разница должна быть 20% (НДС), но по факту для АЭС и ГЭС разница на 21-23%, ТЭС 38%, по сетям 61%, а по ВИЭ 119%. По сравнению с добавлением 20% разница составляет 4,8 трлн руб. Просим дать разбивку этой суммы, так как там тоже могут быть возможности для экономии. Итог данного раздела: рычаги 3б, 3в, и 3е составляют 2,7 трлн рублей экономии. С другой стороны рычаг 3а указывает на +2,8 трлн руб. недоучтенных инвестиций, а вместе с рычагами 3г (ВИЭ) и 3д (ГЭС и ГАЭС) получаются затраты в 6,0 трлн рублей (или 1140 млрд рублей в год) как плата за углерод, позволяющая превратить 260 млрд кВтч в год выработки ТЭС в безуглеродную выработку – экономия 145 млн тонн выбросов CO_2, или стоимость сокращения в 8 тыс. рублей на тонну CO_2. Это должно быть представлено как «предложение от энергетики для снижения углерода». При формировании плана мероприятий по углеродному регулированию это предложение должно быть учтено, а затем принято либо отвергнуто как слишком дорогое по сравнению с возможностями в других отраслях. Заключение Вышеуказанными методами может быть обеспечена экономия в 20 трлн рублей в ценах 2024 года без НДС: • 7,8 трлн. руб. по рычагам в разделе «со стороны спроса». • 8,2 трлн. руб. по рычагам в разделе «со стороны предложения». • 2,7 трлн руб. по рычагам в разделе «со стороны углеродного регулирования и межтопливной конкуренции». • 6,0 трлн руб. расходов на безуголедроность, которые должны быть либо отменены, либо стать четко выделенной платой за безуглеродность (при этом в проекте Генсхемы 3,2 трлн руб. этих затрат учтены, а 2,8 трлн руб. не учтены). Более подробные расчеты позволят внедрить уточненные значения в итоговую Генсхему. Но в целом (с учетом НДС и перевода денег 2024 года в деньги соответствующих лет) указанные рычаги снижают дефицит инвестиционного ресурса, обозначенного в проекте Генсхемы как 37,5 трлн. руб., в 5 раз – до примерно 7-8 трлн рублей. С уменьшенной в 5 раз суммой дефицита инвестресурса легче будет обсуждать вопрос повышения цены на электроэнергию, на который намекает проект Генсхемы		выполняется для субъектов оптового рынка, не включены капитальные затраты на проекты по объектам розничной генерации. В таблице 72 не учтены капитальные затраты по проектам, включенным в утвержденные инвестиционные программы (см. раздел 10.2.2.1 Обосновывающих материалов). В НВВ такие капитальные затраты учитываются отдельно. В таблице 72 также не учитывались мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденную инвестиционную программу ПАО «Россети», и учитывались отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в Генеральной схеме, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы, также не учитывались мероприятия, источником финансирования которых будет являться плата за технологическое присоединение к электрическим сетям (см. раздел 10.2.2.1 Обосновывающих материалов). В НВВ такие капитальные затраты учитываются отдельно

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
162	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Сооружаемая Красноярская АЭС и линия ПТ на юго-восток Сибири является экономически неоптимальным решением. В Иркутской области, единственном из крупных регионов страны где нет ни ПАО "Россети", создана система тарифного регулирования, в которой через перекрестное субсидирование в рамках 2-й ценовой зоны рынка, население приобретает 1 кВтч за 1,1 рубль в сельской местности и 1,58 рубль в городской. Помимо традиционной промышленности, алюминиевых заводов, также есть 2,5 ГВт потребления мощности которое всецело (с коэффициентом корреляции = 0,94) зависит от температуры – в первую очередь, электроотопление населения. При допущении, что в Иркутской области электроотопление используют 150 тыс домохозяйств, и условии, что на одно домохозяйство требуется 3,7 т у.т. или 30 МВтч в год, получается что электроотопление потребляет ~4,5 млрд кВтч энергии и ~1,5 ГВт мощности (при ЧЧИУМ 3000). Строительство АЭС на западе Красноярского края формирует LCOE 5,4 руб/кВтч (Обосновывающие материалы к Генсхеме, приложение 2, таблица 21), передача по линии ПТ длиною в 1800 км (допущение что капитальные затраты 125 млрд руб за 1500 МВт пропускной способности, при ЧЧИУМ 3000) формирует дополнительный LCOE ПТ - 4,2 руб/кВтч, что в итоге формирует итоговый LCOE в 9,6 руб/кВтч. С учетом 95% эффективности электрокотельного оборудования LCOE в 9,6 руб/кВтч формирует цену электроотоления в Иркутской области за 11,7 тыс руб/Гкал. Применяя те же коэффициенты эффективности оборудования и переводя кВтч в Гкал получается, что передаваемые 4,5 млрд кВтч э/э являются эквивалентом 3,7 млн Гкал. При тарифе на тепло, не превышающем 2 тыс руб/Гкал разница получается 9,7 руб/Гкал, предполагаемой к субсидированию на 1 Гкал, на сумму в 3,7 млн Гкал * 9,7 руб/Гкал= 36 млрд руб в год. Предлагается альтернатива: вместо строительства Красноярской АЭС и линии ПТ для целей электроотопления в Иркутской области, использовать иные виды получения тепловой энергии, например сжиженный углеводородный газ или иные виды газификации, доступные за 2 тыс руб/Гкал. При таком подходе, требуемая субсидия будет в 10 раз меньше, и составит 3,7 млрд рублей	учтено частично	Проект Красноярской АЭС исключен из проекта Генеральной схемы
163	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	1. Отсутствует сценарный подход к анализу развития Генсхемы в целом (на уровне сценариев потребления) и отдельных региональных проектов в частности. Считаем обязательным внедрение сценарных развилок ключевых индикаторов и проектов строительства объектов генерации и/или сетевой инфраструктуры как для отображения рисков избыточных инвестиционных решений, так и для обоснования оптимальности утвержденных проектов развития	не учтено	При формировании Генеральной схемы принимается один сценарий долгосрочного прогноза потребления, разрабатываемый в соответствии с подпунктом «в» пункте 6 Методических указаний, на основе базового сценария долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации. Сценарность Генеральной схемы действующими нормативными правовыми актами не предусмотрена
164	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	2. В обосновывающих материалах и/или приложениях необходимо выделить отдельно инвестиционные программы по уже утвержденным к поставке объектам (КОММОД, ДПМ ВИЭ, ДПМ АЭС, КОМ НГО, КОММОД НЦЗ) и финансовые потоки (в реальных ценах) по каждому из неутверждённых в рамках программ вводам (как это было представлено в дополнительных материалах по развитию ДФО)	не учтено	Выделение ИПР по утвержденным или неутвержденным программам ввода генерирующих мощностей в Генеральной схеме не предусмотрено Правилами разработки ДПР
165	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	3. Считаем обязательным представление всех финансовых потоков в постоянных ценах (ценах фиксированного года). Данные по инвестициям представлены в ценах соответствующих лет (номинальным ценам) и такой подход носит ряд существенных недостатков: a. вносит значительные искажения в восприятие объема востребованных финансовых ресурсов (в неизбежном случае отклонения фактической инфляции от прогнозных значений); b. не позволяет сопоставить удельную стоимость технологий на разных горизонтах планирования	не учтено	В соответствии с пунктом 11 Методических указаний при разработке Генеральной схемы экономические расчеты должны выполняться в реальном выражении с приведением стоимостных показателей к ценам на конец базового года только в рамках технико-экономического сопоставления вариантов технических решений. Оценка экономических последствий выполняется в прогнозных ценах, что в том числе позволяет учесть планы финансирования капитальных вложений по годам и соответствующие им источники финансирования утверждаемых инвестиционных программ субъектов энергетики. Таким образом, в этой части подход к оценке экономических последствий полностью скоррелирован с подходом к формированию инвестиционных программ (приказ Минэнерго России от 05.05.2016 № 380). В соответствии с пунктом 260 Методических указаний оценка экономических последствий выполнена в сопоставимых ценовых параметрах. Все представленные в обосновывающих материалах потоки и полученные результаты соответствуют целям разработки оценки экономических последствий - оценка достаточности выручки, получаемой сегментами отрасли, при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений. Целью оценки экономических последствий не является сопоставление удельной стоимости технологий на разных горизонтах планирования

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
166	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	4. Представленные решения и оценки не сопровождаются модельными расчетами утвержденного варианта и альтернативных сценариев . Так, не было представлено моделей полученных оценок LCOE , детализированного расчета инвестиционных потоков, модельных расчетов уровня балансовой надежности и т.д. Отсутствие указанных материалов ведет к технической невозможности верификации полученных результатов и достижения наиболее рациональной структуры вводов	не учтено	Включение моделей расчетов LCOE и БН в проект Генеральной схемы не предусмотрено Правилами разработки ДПР
167	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	5. Представленные в проекте Генеральной схемы материалы не детализированы до уровня объединённых энергосистем (кроме технологически изолированных территориальных энергосистем). Считаем необходимым представить прогноз основных параметров с разбивкой по ОЭС, а в случае ОЭС Сибири с выделением юго-восточной Сибири, включая Бурятию и Забайкалье	не учтено	В соответствии с пунктом 15 Правил разработки ДПР Генеральная схема содержит долгосрочный прогноз потребления электрической энергии и мощности, перспективные балансы электрической энергии и мощности по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС на долгосрочный период, и не предусматривает представление указанных материалов по объединенным и территориальным энергосистемам
168	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	6. Из материалов Генсхемы следует, что формирование программы ввода новых объектов генерации и сетевого строительства не осуществлялось совместно, т.е. сначала задавались объекты генерации, а затем под полученную конфигурацию утверждалась система выдачи мощности и транзитные линии. При этом для целей минимизации затрат целесообразно учитывать капитальные затраты объектов с учетом инвестиций в необходимую им сопутствующую сетевую инфраструктуру. Примеры таких решений в проекте Генсхемы разобраны ниже	не учтено	При формировании рациональной структуры ограничения на передачу мощности внутри энергозон агрегированной модели ЕЭС России не учитывались. Учет затрат на интеграцию объектов генерации в энергосистему, а также оценка альтернативных вариантов предотвращения локальных дефицитов мощности выполнялись на этапе планирования размещения конкретных объектов генерации после формирования рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей. При этом случаев, в которых затраты на электросетевую инфраструктуру нивелировали преимущества выбранного варианта развития генерирующих мощностей, при формировании проекта Генеральной схемы не выявлено
169	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	7. Основой для выбора оптимальных энергетических мощностей должна в первую очередь быть ресурсная база, а также способность выдать мощность к точкам растущего спроса. Новые проекты угольных ТЭС целесообразно возводить на борту разрезов с наименее затратным ресурсом. По ОЭС Сибири это бурые угли Канско-Ачинского бассейна, о них уже сказано в комментариях по Красноярской АЭС. Но есть и возможности развития станций на борту разрезов в ОЭС Востока. Также следует учесть, что стоимость углей (привозных или местных) в ОЭС Востока не должна превышать 4900 руб./тут в ОЭС Востока (против 5650 руб./тут в Генсхеме)	не учтено	Выбор «оптимальных энергетических мощностей» определялся на основе раздела III Методических указаний. Обоснование размещения генерирующих мощностей производилось в соответствии с разделом IV Методических указаний. Раздел 7 и приложение 12 выполнены в соответствии с требованиями пункта 15 Правил разработки ДПР. Описание ресурсной базы в рамки разработки Генеральной схемы не входит. Цены на уголь для ТЭС по ОЭС Сибири и ОЭС Востока были рассчитаны как средневзвешенные (без разбивки на бурый и каменный угли) по имеющимся отчетным данным
170	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	1. Отсутствует сценарный подход к анализу развития Генсхемы в целом (на уровне сценариев потребления) и отдельных региональных проектов в частности. Считаем обязательным внедрение сценарных развилок ключевых индикаторов и проектов строительства объектов генерации и/или сетевой инфраструктуры как для отображения рисков избыточных инвестиционных решений, так и для обоснования оптимальности утвержденных проектов развития	не учтено	При формировании Генеральной схемы принимается один сценарий долгосрочного прогноза потребления, разрабатываемый в соответствии с подпунктом «в» пункта 6 Методических указаний прогнозированию, на основе базового сценария долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации. Сценарность генеральной схемы действующими нормативными правовыми актами не предусмотрена
171	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	2. В обосновывающих материалах и/или приложениях необходимо выделить отдельно инвестиционные программы по уже утвержденным к поставке объектам (КОММОД, ДПМ ВИЭ, ДПМ АЭС, КОМ НГО, КОММОД НЦЗ) и финансовые потоки (в реальных ценах) по каждому из неутверждённых в рамках программ вводам (как это было представлено в дополнительных материалах по развитию ДФО)	не учтено	Выделение инвестиционных программ по утвержденным или неутвержденным программам ввода генерирующих мощностей в Генеральной схеме не предусмотрено Правилами разработки ДПР
172	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	3. Считаем обязательным представление всех финансовых потоков в постоянных ценах (ценах фиксированного года). Данные по инвестициям представлены в ценах соответствующих лет (номинальным ценам) и такой подход носит ряд существенных недостатков: a. вносит значительные искажения в восприятие объема востребованных финансовых ресурсов (в неизбежном случае отклонения фактической инфляции от прогнозных значений); b. не позволяет сопоставить удельную стоимость технологий на разных горизонтах планирования	не учтено	В соответствии с пунктом 11 Методических указаний при разработке Генеральной схемы экономические расчеты должны выполняться в реальном выражении с приведением стоимостных показателей к ценам на конец базового года только в рамках технико-экономического сопоставления вариантов технических решений. Оценка экономических последствий выполняется в прогнозных ценах, что в том числе позволяет учесть планы финансирования капитальных вложений по годам и соответствующие им источники финансирования утверждаемых инвестиционных программ субъектов энергетики. Таким образом, в этой части подход к оценке экономических последствий полностью скоррелирован с подходом к формированию инвестиционных программ (приказ Минэнерго России от 05.05.2016 № 380). В соответствии с пунктом 260 Методических указаний оценка экономических последствий выполнена в сопоставимых ценовых параметрах. Все представленные в обосновывающих материалах потоки и полученные результаты соответствуют целям разработки оценки экономических последствий - оценка достаточности выручки, получаемой сегментами отрасли, при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений. Целью оценки экономических последствий не является сопоставление удельной стоимости технологий на разных горизонтах планирования

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
173	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	4. Представленные решения и оценки не сопровождаются модельными расчетами утвержденного варианта и альтернативных сценариев . Так, не было представлено моделей полученных оценок LCOE, детализированного расчета инвестиционных потоков, модельных расчетов уровня балансовой надежности и т.д. Отсутствие указанных материалов ведет к технической невозможности верификации полученных результатов и достижения наиболее рациональной структуры вводов	не учтено	Включение моделей расчетов LCOE и балансовой надежности в проект Генеральной схемы не предусмотрено Правилами разработки ДПР
174	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	5. Представленные в проекте Генеральной схемы материалы не детализированы до уровня объединённых энергосистем (кроме технологически изолированных территориальных энергосистем). Считаем необходимым представить прогноз основных параметров с разбивкой по ОЭС, а в случае ОЭС Сибири с выделением юго-восточной Сибири, включая Бурятию и Забайкалье	не учтено	В соответствии с пунктом 15 Правил разработки ДПР Генеральная схема содержит долгосрочный прогноз потребления электрической энергии и мощности, перспективные балансы электрической энергии и мощности по ЕЭС России, синхронным зонам и технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам на долгосрочный период, и не предусматривает представление указанных материалов по объединенным и территориальным энергосистемам
175	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	6. Из материалов Генсхемы следует, что формирование программы ввода новых объектов генерации и сетевого строительства не осуществлялось совместно, т.е. сначала задавались объекты генерации, а затем под полученную конфигурацию утверждалась система выдачи мощности и транзитные линии. При этом для целей минимизации затрат целесообразно учитывать капитальные затраты объектов с учетом инвестиций в необходимую им сопутствующую сетевую инфраструктуру. Примеры таких решений в проекте Генсхемы разобраны ниже	не учтено	При формировании рациональной структуры ограничения на передачу мощности внутри энергозон агрегированной модели ЕЭС России не учитывались. Учет затрат на интеграцию объектов генерации в энергосистему, а также оценка альтернативных вариантов предотвращения локальных дефицитов мощности выполнялись на этапе планирования размещения конкретных объектов генерации после формирования рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей. При этом случаев, в которых затраты на электросетевую инфраструктуру нивелировали преимущества выбранного варианта развития генерирующих мощностей, при формировании проекта Генеральной схемы не выявлено
176	Лабутин Глеб Владимирович	ООО "Сибирская генерирующая компания"	Общее предложение	7. Основой для выбора оптимальных энергетических мощностей должна в первую очередь быть ресурсная база, а также способность выдать мощность к точкам растущего спроса. Новые проекты угольных ТЭС целесообразно возводить на борту разрезов с наименее затратным ресурсом. По ОЭС Сибири это бурые угли Канско-Ачинского бассейна, о них уже сказано в комментариях по Красноярской АЭС. Но есть и возможности развития станций на борту разрезов в ОЭС Востока. Также следует учесть, что стоимость углей (привозных или местных) в ОЭС Востока не должна превышать 4900 руб./тут в ОЭС Востока (против 5650 руб./тут в Генсхеме)	не учтено	Выбор «оптимальных энергетических мощностей» определялся на основе раздела III Методических указаний. Обоснование размещения генерирующих мощностей производилось в соответствии с разделом IV Методических указаний по проектированию развития энергосистем. Раздел 7 и приложение 12 выполнены в соответствии с требованиями пункта 15 Правил разработки ДПР. Описание ресурсной базы в рамки разработки Генеральной схемы не входит. Цены на уголь для ТЭС по ОЭС Сибири и ОЭС Востока были рассчитаны как средневзвешенные (без разбивки на бурый и каменный угли) по имеющимся отчетным данным
177	Аржаев Алексей Иванович	ООО "НПО "Диапрок"	Общее предложение	Предложенное открытое обсуждение проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (https://www.so-ups.ru/future-planning/public-discussion-genshema/2042/) проходит в отсутствие открытой информации по стратегии развития атомной энергетики на рассматриваемый период, опубликованной на сайте Госкорпорации «Росатом» (в том числе, и по результатам проведенных технико-экономических исследований (ТЭИ) и разработанных технико-экономических обоснований (ТЭО), подтверждающих правильность выбора методов достижения цели). Поэтому материалы опубликованного Приложения №4 (файл «Приложение 4_АЭС планируемые. pdf» из архива «genschem_2042_public_disc.zip») следует рассматривать исключительно как рамочные, подлежащие подтверждению материалами ТЭИ и ТЭО. Крайне желательно, чтобы последние были проверены, например, Счетной палатой Российской Федерации, хотя это и потребует дополнительного времени. Дополнительные сведения к предложению указаны в приложенном файле	не учтено	Замечание не относится к проекту генеральной схемы. Цель, задачи и механизмы реализации Генеральной схемы определены Правилами разработки ДПР, а также иными нормативными правовыми актами
178	Жихарев Алексей Борисович	Ассоциация развития возобновляемой энергетики	Общее предложение	Предложения АРВЭ в связанном документе. 1. (Приложение 10) В отношении ВЭС проект Генеральной схемы на всем периоде прогнозирования использует заниженное значение КИУМ – 28%. В отношении ВЭС уровень фактически достигнутых показателей КИУМ за 2023 год составляет 34% (Ростовская область, Волгоградская область). Среднее по стране значение КИУМ в отношении ВЭС за 2023 год составляет 32%, а среднее значение показателя за период с 2020 по 2023 год – 30%. В соответствии с заключенным в 2024 году специальным инвестиционным контрактом (СПИК) по локализации производства суверенных ветроэнергетических установок (ВЭУ) большой мощности в России планируется переход на использование платформы ВЭУ с единичной мощностью 6+ МВт, что предполагает достижение КИУМ в диапазоне 36-45%. Учитывая фактические показатели КИУМ в отношении ВЭС, а также ближайшие планы по локализации ВЭУ большой мощности, считаем необходимым использование в проекте Генеральной схемы для ВЭС показателя КИУМ не ниже 32%	учтено частично	Значения ЧЧИУМ (КИУМ) ВЭС приняты по среднему фактическому значению за последние четыре года (2500 ч/год, КИУМ 28 %). При этом для расчетов рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей использованы усредненные фактические значения КИУМ ВИЭ, дифференцированные по энергозонам
179	Жихарев Алексей Борисович	Ассоциация развития возобновляемой энергетики	Общее предложение	2. (Приложение 9, обосновывающие материалы: таблица 24). В соответствии с представленной в таблице структурой установленной мощности электростанций во 2-й синхронной зоне мощность ВЭС в 2027 году составляет 300 МВт, в 2028 году – 650 МВт. По данным компании «Эн+» в настоящее время проводятся работы по разработке СВМ ВЭС в Амурской области мощностью до 1000 МВт, техническое задание на которую предусматривало аналогичный набор мощности. В настоящее время в ТЗ внесены изменения. Согласованная АО «СО ЕЭС» редакция содержит следующий набор мощности ВЭС нарастающим итогом: 380	учтено	На странице 67 в таблице 24 «Установленная мощность электростанций электроэнергетических систем России с детализацией по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС, МВт» обосновывающих материалов: в позиции «2-ая синхронная зона, всего» в строке «ВЭС» установленная мощность электростанций ВЭС в 2027 году уточнена на 380 МВт, в 2028 году на 765 МВт.

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				МВт – 2027 год, 765 МВт – 2028 год, 1 000 МВт – 2029 год. В связи с этим в таблице 24 в установленную мощность ВЭС в 2-й синхронной зоне целесообразно внести следующие изменения: 2027 год – 380 МВт и 2028 год – 765 МВт. В приложение 9 в установленную мощность СЭС, ВЭС также считаем целесообразным внести изменения с учетом указанной информации: 2027 год – 380 МВт, 2028 год – 1265 МВт		В таблице 3 приложения 9 «Баланс мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России в строке ВЭС, СЭС установленная мощность уточнена с учетом предложений
180	Жихарев Алексей Борисович	Ассоциация развития возобновляемой энергетики	Общее предложение	3. (Приложение 10, обосновывающие материалы: таблица 24). Анализ объемов производства электрической энергии и установленной мощности свидетельствует о том, что вводы объектов СЭС и ВЭС учитываются на конец расчетного года. Однако даже при данном предположении показатели КИУМ ВЭС не достигают значений, соответствующих фактическим (расчетный КИУМ соответствует примерно 28%). Считаем необходимым определить для первой и второй синхронной зон ЕЭС показатели КИУМ на уровне 18% для СЭС и 32% для ВЭС	учтено частично	Значения ЧЧИУМ (КИУМ) ВЭС приняты по среднему фактическому значению за последние четыре года (2500 ч/год, КИУМ 28 %). При этом для расчетов рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей использованы усредненные фактические значения КИУМ ВИЭ, дифференцированные по энергозонам. Принимать для любых ВЭС КИУМ, равный 32 %, некорректно
181	Жихарев Алексей Борисович	Ассоциация развития возобновляемой энергетики	Общее предложение	4. (Приложение 13). В соответствии с показателями удельных выбросов CO2, заложенными в проект Генеральной схемы, глубокая модернизация ТЭС не предусмотрена: удельные выбросы CO2 ТЭС сокращаются к 2042 году только на 5%. Средние удельные выбросы CO2 на весь объем выработки электроэнергии снижаются к 2042 году на 15%, что создает угрозу для конкурентоспособности российского экспорта по критерию углеродоемкости в долгосрочной перспективе	не учтено	Прогнозные значения удельных выбросов парниковых газов ТЭС являются расчетными величинами и зависят от эмиссии парниковых газов тепловыми электростанциями, определенной в соответствии с пунктом 170 Методических указаний и соответствующего объема прогнозной выработки электрической энергии
182	Жихарев Алексей Борисович	Ассоциация развития возобновляемой энергетики	Общее предложение	5. (Приложение 1). Прирост потребления по второй синхронной зоне ЕЭС России с 2025 по 2028 год составляет соответственно 5,1%, 9,1%, 7,8%, 5,7%, а с 2029 года предусматривается снижение прироста потребления сразу до 0,8%. Такое резкое изменение параметров по прогнозу динамики потребления может формировать предпосылки для принятия неоптимальных инвестиционных решений	не учтено	Долгосрочный прогноз потребления утвержден Правительственной комиссией по вопросам развития электроэнергетики (протокол заседания Правительственной комиссии от 31.01.2024 № 1пр). В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям, принятым в проекте схемы и программы развития, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. Изменение тренда на прогнозный период свыше первых шести лет обусловлено завершением структурной перестройки экономики после введенных санкционных требований, имеющих ограниченный потенциал долгосрочного влияния, и реструктуризаций под влиянием внешних факторов
183	Жихарев Алексей Борисович	Ассоциация развития возобновляемой энергетики	Общее предложение	6. (Обосновывающие материалы). В условиях отсутствия информации о перспективных площадках и отсутствия перечня конкретных проектов в Генеральной схеме новые объекты ВЭС и СЭС условно разделены на объекты оптового и розничного рынков. Для определения объема установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, мощность которых будет поставляться на оптовый рынок, к общему объему установленной мощности новых ВЭС, СЭС, определенных в Генеральной схеме, применен коэффициент, равный отношению установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ и поставляющих мощность на оптовый рынок в 2024 году, к общей установленной мощности всех действующих по состоянию на 2024 год генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ. Коэффициент определяется отдельно для ВЭС и СЭС, применяется для всего прогнозного периода и составляет 0,54 и 0,58 соответственно. Однако указанные коэффициенты соотношения оптовой и розничной генерации требуют уточнения, так как по данным существующей статистики коэффициент соотношения оптовой и розничной генерации для СЭС и ВЭС составляет соответственно 0,82 и 0,96	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы и обосновывающих материалов
184	Жихарев Алексей Борисович	Ассоциация развития возобновляемой энергетики	Общее предложение	7. (Общие комментарии). Для целей определения оптимального сценария интеграции объектов в энергосистему при долгосрочном планировании необходимо применять вероятностный подход и почасовые профили нагрузки с учетом региональных особенностей. При таком подходе вклад выработки электроэнергии СЭС и ВЭС в покрытие пиковых спросов может быть учтен со значительно более высокой степенью точности. Целесообразным также выглядит учет в Генеральной схеме: - мощности потребителей, участвующих в управлении спросом на электрическую энергию; - крупных систем накопления энергии	учтено	Все указанные предложения соответствуют порядку формирования рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей в соответствии с требованиями раздела III Методических указаний
185	–	Департамент ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	На основании подпункта 50 пункта 10 Положения о Департаменте ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области, утвержденного постановлением Губернатора Томской области от 03.10.2012 №117, руководствуясь пунктами 8, 27, 38 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 №2556 (далее – Правила), рассмотрев проект Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, размещенный на официальном сайте АО «СО ЕЭС» по адресу: https://www.so-ups.ru/future-planning/public-discussion-genshema/2042/ (далее – проект Генеральной схемы), сообщаем следующее. Представленный в Приложении №11 к проекту Генеральной схемы «Перечень планируемых к строительству, реконструкции, вводу в эксплуатацию или выводу из эксплуатации линий	не учтено	В соответствии с актуальной информацией ГК «Росатом», а также сведениями, поступившими от собственника в соответствии с Правилами предоставления информации, ввод АЭС БРЕСТ запланирован на 2028 год, что отражено в приложении 4 к Генеральной схеме. Решения по развитию электрической сети, представленные в приложении 11 синхронизированы с планами по развитию генерирующих мощностей. Представленные в предложении мероприятия по строительству заходов ВЛ 220 кВ Восточная – ЭС-2 СХК (Т-202) на РУ 220 кВ АЭС БРЕСТ и ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ГПП-220 содержатся исключительно в разделе 4.2 обосновывающих материалов к СиПР ЭЭС России по энергосистеме Томской области, который справочно содержит информацию о мероприятиях, реализуемых в рамках выполнения обязательств по

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 330 кВ для каждой синхронной зоны или 220 кВ для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, а также линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 220 кВ, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии» предусматривает мероприятия, в том числе в реализуемых границах Томской области в 2028 году: 1) Строительство заходов ВЛ 220 кВ Восточная – ЭС-2 СХК (Т-202) на РУ 220 кВ АЭС БРЕСТ ориентировочной протяженностью 5 км каждый (2х5 км); 2) Строительство ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ГПП-220 ориентировочной протяженностью 17 км. Срок реализации вышеуказанных мероприятий не соответствует году реализации данных мероприятий, указанных в перечне реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей, предусмотренных Схемой и программой развития электроэнергетических систем России на 2024-2029 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 30.11.2023 №1095, а также проектом Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 годы, размещенном на официальном сайте АО «СО ЕЭС» по адресу: https://www.so-ups.ru/future-planning/public-discussion-sipr/public-discussion-sipr-2025-2030/ (далее - проект СиПР ЭЭС 2025–2030)		договорам об осуществлении ТП. Фиксация в действующих договорах об осуществлении ТП срока выполнения мероприятий в 2026 году не исключает последующего внесения изменений в технические условия для ТП с переносом срока ввода объектов на более поздний
186	–	Департамент ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	Кроме того, обращаем Ваше внимание на необходимость рассмотрения предложений АО «СХК» по размещению к 2039 году двухблочной атомной электростанции с двумя энергоблоками РБН суммарной установленной мощностью 2510 МВт в г. Северске Томской области (далее - Северская АЭС, копия письма АО «СХК» от 16.09.2024 №11-01/31187 прилагается). Реализация вышеуказанного проекта будет способствовать обеспечению надежного функционирования энергосистем, реализации политики постепенного замещения новым эффективным оборудованием выбывающего из эксплуатации оборудования, обеспечения энергетической безопасности Томской области. К достоинствам реализации данного проекта следует отнести непосредственную близость от предполагаемого размещения Северской АЭС подстанции 500 кВ Томская (около 30 км), наличие в регионе необходимой инфраструктуры, научно-технической базы, и высококвалифицированных кадров, а также возможностью обеспечения населения не только электрической, но и тепловой энергией от Северской АЭС в связи с ее размещением в непосредственной близости от населенных пунктов, в том числе и областного центра – г. Томск. Перспективный график ввода в эксплуатацию Северской АЭС приведен в таблице 1. **Таблица в приложенных файлах** **Приложение 2 из письма АО «СХК» от 16.09.2024 №11-01/31187** Предложения для внесения изменений в проект Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. По результатам рассмотрения проекта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года предлагается внести изменения в части размещения атомных электростанций. С учетом геополитической обстановки, в целях обеспечения надежного функционирования энергосистем, реализации политики постепенного замещения новым эффективным оборудованием выбывающего из эксплуатации оборудования, обеспечения энергетической безопасности региона и стратегического резерва, предлагается разместить двухблочную атомную электростанцию с двумя энергоблоками РБН суммарной установленной мощностью 2510 МВт в г. Северске Томской области. С учетом выбора оптимального варианта размещения Северской АЭС, и нахождением в непосредственной близости населенных пунктов, в том числе и областного центра, реализация данного проекта предусматривает возможность обеспечения населения не только электрической, но и тепловой энергией от АЭС. К достоинствам реализации данного проекта следует отнести непосредственную близость от предполагаемого размещения Северской АЭС подстанции 500 кВ Томская (около 30 км), а также наличие в регионе необходимой инфраструктуры, научно-технической базы, и высококвалифицированных кадров. Перспективный график ввода в эксплуатацию Северской АЭС приведен в таблице 1. **Таблица в приложенных файлах**	учтено	Проект Северской АЭС (г. Северск, Томская область) включен в проект Генеральной схемы
187	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Северо-Запада** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство ПС 330 кВ Арктика с шестью автотрансформаторами 330/110/35 кВ мощностью 200 МВА каждый, двух ВЛ 330 кВ Выходной – Арктика ориентировочной протяженностью 55 км каждая, ВЛ 330 кВ Оленегорск – Арктика ориентировочной протяженностью 150 км и ВЛ	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы. Указанные в предложении мероприятия реализуются в целях осуществления ТП энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям. В соответствии с требованиями абзаца девятого пункта 57 Правил разработки ДПР мероприятия по

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				330 кВ Кольская АЭС – Оленегорск ориентировочной протяженностью 98 км. **Замечание** Добавить мероприятие по строительству на территории Мурманской области объекта электросетевого хозяйства класса напряжения 330 кВ (подпункт з) пункта 15 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики) с вводом в работу в 2027-2028 годах		строительству, реконструкции ЛЭП и (или) ПС, выполнение которых предусмотрено в качестве обязательств по договорам об осуществлении ТП к электрическим сетям, не подлежат включению в перечень мероприятий по развитию электрических сетей, предусмотренный СиПР ЭЭС России
188	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Северо-Запада** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство ПС 330 кВ Ручей с двумя трансформаторами 330/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и заходов ВЛ 330 кВ Ленинградская – Чудово на ПС 330 кВ Ручей ориентировочной протяженностью 0,16 км каждый. **Замечание** Добавить мероприятие по строительству на территории Новгородской области объекта электросетевого хозяйства класса напряжения 330 кВ (подпункт з) пункта 15 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики) с вводом в работу в 2026 году	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы. Указанные в предложении мероприятия реализуются в целях осуществления ТП энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям. В соответствии с требованиями абзаца девятого пункта 57 Правил разработки ДПР мероприятия по строительству, реконструкции ЛЭП и (или) ПС, выполнение которых предусмотрено в качестве обязательств по договорам об осуществлении ТП к электрическим сетям, не подлежат включению в перечень мероприятий по развитию электрических сетей, предусмотренный СиПР ЭЭС России
189	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Северо-Запада** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 16,9 км каждый. **Замечание** Уточнить технические характеристики. В соответствии с проектной документацией, разработанной по заказу ООО "УЛСК", получившей положительное заключение государственной экспертизы от 13.10.2022 № 471-1-3-072649-2022 на техническую часть (ПД выкуплена ПАО "Россети" по договору от 27.12.2023 № 1191494) протяженность заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва составляет 15,951 и 16,124 км	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы и обосновывающих материалов
190	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Северо-Запада** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 35 км. **Замечание** Уточнить технические характеристики. В соответствии с проектной документацией, разработанной по заказу ООО "УЛСК", получившей положительное заключение государственной экспертизы от 13.10.2022 № 471-1-3-072649-2022 на техническую часть (ПД выкуплена ПАО "Россети" по договору от 27.12.2023 № 1191494) протяженность ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва составляет 34,202 км	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы и обосновывающих материалов
191	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Центра** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железногорская II цепь ориентировочной протяженностью 98 км. **Замечание** Добавить мероприятие по строительству на территории Курской области объекта электросетевого хозяйства класса напряжения 330 кВ (подпункт з) пункта 15 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики) с вводом в работу в 2030 году	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Перечень мероприятий по развитию электрических сетей, предусмотренных в проекте Генеральной схемы для периода 2025-2030 годов, сформирован на основании проекта СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы
192	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Центра** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с переподключением точки присоединения ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская в точку присоединения ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, точки присоединения ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская в точку присоединения ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская **Замечание** Уточнить технические характеристики на 3,3 км, так как в рамках перефиксации будет осуществлен перезавод ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская (0,6 км), ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино (0,7 км), ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская (2 км)»	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы и обосновывающих материалов

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
193	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Центра** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Реконструкция ПС 500 кВ Трубино с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110 кВ и АТ-4 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый **Замечание** Добавить мероприятие со сроком выполнения в 2024 году	не учтено	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей, предусмотренных в в проекте Генеральной схемы для периода 2025-2030 годов сформирован на основании проекта СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы. При этом в связи фактической реализацией, указанное мероприятие не включено в проект СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы
194	–	ПАО «Россети»	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	**ОЭС Центра** Приложение №4 **Наименование мероприятия** Курская АЭС-2, Курская область, г. Курчатов **Замечание** Уточнить установленную мощность планируемых к воду энергоблоков Курской АЭС-2. Согласно утвержденных технических условий на технологическое присоединение энергоблока № 1 от 20.01.2016 с изменениями № 1 от 10.10.2018, № 2 от 25.09.2020, № 3 от 03.02.2021, №4 от 27.02.2024 и №5 от 12.08.2024 Курской АЭС-2 и заявки на тп от 07.04.2015 № 09/01/354, с учетом корректировок от 16.06.2015 № 9/01/608, от 14.07.2015 № 9/11/435 и от 24.07.2018 № 9/11/101086 установленная мощность энергоблоков составляет 1255 МВт	не учтено	В соответствии с данными ГК «Росатом» о динамике изменения установленной генерирующей мощности АЭС в период до 2042 года, направленными в соответствии с Правилами предоставления информации, установленная мощность планируемых к вводу в эксплуатацию энергоблоков Курской АЭС-2 составляет 1200 МВт каждый, что отражено в приложении 4 к проекту Генеральной схемы в графе «Установленная мощность», то есть мощность, при которой оборудование может работать длительное время при номинальных параметрах и в нормальных условиях согласно ГОСТ Р 57114-2022. Техническими условиями для ТП определена величина максимальной мощности объекта по производству электрической энергии, то есть наибольшая величина мощности, определенная к одномоментному использованию в соответствии с документами о технологическом присоединении в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии и может быть отлична от величины установленной мощности
195	–	ПАО «Россети»	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	**ОЭС Центра** Приложение №4 **Наименование мероприятия** Смоленская АЭС-2, Смоленская область, г. Десногорск **Замечание** Уточнить установленную мощность планируемых к вводу энергоблоков Смоленской АЭС-2. В материалах схемы выдачи мощности Смоленской АЭС-2 установленная мощность вводимых энергоблоков указана 1 255 МВт	не учтено	В соответствии с данными ГК «Росатом» о динамике изменения установленной генерирующей мощности АЭС в период до 2042 года, направленными согласно Правилам предоставления информации, установленная мощность планируемых к вводу в эксплуатацию энергоблоков Смоленской АЭС-2 составляет 1200 МВт каждый, что отражено в приложении 4 к проекту Генеральной схемы в графе «Установленная мощность», то есть мощность, при которой оборудование может работать длительное время при номинальных параметрах и в нормальных условиях согласно ГОСТ Р 57114-2022. Техническими условиями для ТП определена величина максимальной мощности объекта по производству электрической энергии, то есть наибольшая величина мощности, определенная к одномоментному использованию в соответствии с документами о технологическом присоединении в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии и может быть отлична от величины установленной мощности
196	–	ПАО «Россети»	Приложение 7. Изменение установленной мощности ТЭС	**ОЭС Центра** Приложение №7 **Наименование мероприятия** Костромская ГРЭС, Костромская область, г. Волгореченск **Замечание** Скорректировать величину установленной мощности Костромской ГРЭС с учетом увеличения мощности блока №1 на 30 МВт в 2027 году, блока № 6 на 30 МВт в 2026 году, блока № 3 на 30 МВт в 2029 году и блока № 5 на 30 МВт в 2029 году в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение энергоблоков № 1, № 6, № 3, № 5: Для Блока 6 ТУ от 09.06.2023 заявка на ТП от 02.05.2023 № ЭГ/КА/218 от 02.05.2023 № ЭГ/КА/218 Для блока 3 ТУ от от 22.08.2022, изменения №1 от от 05.07.2023. заявка на ТП от 22.07.2022 № ЭГ/КА/481 Для блока 5 ТУ от от 22.08.2022, изменения №1 от от 05.07.2023. Заявка на ТП от 22.07.2022 № ЭГ/КА/481 Для блока 1 ТУ от 03.09.2024 Заявка на ТП от 02.08.2024 № ИНЖ/01-6/1	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте схемы и программы развития, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. Исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования, включенном в СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, установлен пунктом 59 Правил разработки ДПР. Согласно абзацу третьему подпункта «б» пункта 59 Правил разработки ДПР в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы учтены изменения установленной мощности генерирующего оборудования, подтвержденные результатами КОММод. В соответствии с результатами КОММод, а также согласно актуальным данным АО «Администратор торговой системы», учитывающим возможность переноса даты начала поставки мощности, на Костромской ГРЭС предусмотрена реализация мероприятий по реконструкции блока № 3 с датой начала поставки мощности 01.12.2025, блока № 5 с датой начала поставки мощности 01.02.2026, блока № 6 с датой начала поставки мощности 01.12.2026, блока № 1 с датой начала поставки мощности 01.10.2027, что учтено как в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы, так и в проекте Генеральной схемы
197	–	ПАО «Россети»	Приложение 8. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ТЭС	**ОЭС Центра** Приложение №8 **Наименование мероприятия** Каширская ГРЭС, Московская область, г. Кашира **Замечание** Уточнить установленную мощность планируемых к вводу энергоблоков Каширской ГРЭС. Согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение энергоблоков № 1,2 ТУ 24.03.2023 и заявки на ТП от 02.02.2023 № УЭГ/КА/66, с учетом писем	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте схемы и программы развития, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. Исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования, включенном в СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, установлен пунктом 59 Правил разработки ДПР. Согласно абзацу третьему

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				от 16.01.2023 № УЭГ/КА/20 и от 18.01.2023 № УЭГ/КА/27 установленная мощность энергоблоков составляет 1020 МВт		подпункта «б» пункта 59 Правил разработки ДПР в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы учтены изменения установленной мощности генерирующего оборудования, подтвержденные результатами КОММод. В соответствии с результатами КОММод, а также согласно актуальным данным АО «Администратор торговой системы» на Каширской ГРЭС предусмотрена реализация мероприятий по строительству двух ПГУ суммарной установленной мощностью 896,4 МВт, что учтено как в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы, так и в проекте Генеральной схемы. Техническими условиями на технологическое присоединение определена величина максимальной мощности объекта по производству электрической энергии, то есть наибольшая величина мощности, определенная к одномоментному использованию в соответствии с документами о технологическом присоединении в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии и может быть отлична от величины установленной мощности
198	–	ПАО «Россети»	Приложение 6. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ГЭС, ГАЭС, ВИЭ	**ОЭС Юга** Приложение №6 **Наименование мероприятия** Ольховская ВЭС, Волгоградская область **Замечание** Уточнить установленную мощность планируемых к вводу энергоблоков Ольховской ВЭС. Согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение энергоблоков от 17.04.2020 с изменениями № 1 от 15.06.2020, № 2 от 04.03.2021, № 3 от 06.04.2021 и № 4 от 20.12.2022 Ольховской ВЭС и заявки на ТП от 28.02.2020 № ШВ6-2020 и корректировки от 05.02.2021 № ШВ5-2021 установленная мощность энергоблоков составляет 291,2 МВт	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте схемы и программы развития, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. Исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования, включенном в СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, установлен пунктом 59 Правил разработки ДПР. Согласно абзацу шестому подпункта «б» пункта 59 Правил разработки ДПР в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы учтены изменения установленной мощности генерирующего оборудования, подтвержденные результатами ДПМ ВИЭ. В соответствии с актуальной информацией АО «Администратор торговой системы» в отношении групп точек поставки мощности ООО «Шестой ветропарк ФРВ» по Волгоградской области GVIE1015, GVIE1016, GVIE1025, GVIE1035, GVIE1038, GVIE1039, GVIE1042, GVIE1046, по информации собственника соответствующим Ольховской ВЭС, заключены договорные обязательства в суммарном объеме, равном 307,8 МВт. Таким образом, основания для корректировки величины установленной мощности отсутствуют
199	–	ПАО «Россети»	Приложение 6. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ГЭС, ГАЭС, ВИЭ	**ОЭС Юга** Приложение №6 **Наименование мероприятия** Новолакская ВЭС. I Этап, Новолакская ВЭС. II Этап. **Замечание** Уточнить установленную мощность планируемых к вводу энергоблоков Новолакской ВЭС. Согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение энергоблоков от 27.11.2023 и заявки на ТП от 01.11.2023 № МР8/ДА/01/691 установленная мощность энергоблоков составляет 300,0 МВт	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте схемы и программы развития, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. Исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования, включенном в СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, установлен пунктом 59 Правил разработки ДПР. Согласно абзацу шестому подпункта «б» пункта 59 Правил разработки ДПР в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы учтены изменения установленной мощности генерирующего оборудования, подтвержденные результатами ДПМ ВИЭ. В соответствии с актуальной информацией АО «Администратор торговой системы» в отношении групп точек поставки мощности АО «ВетроОГК-3» по Республике Дагестан GVIE1936, GVIE1937, GVIE1939, GVIE1955, GVIE1964, GVIE1966 по информации собственника соответствующим Новолакской ВЭС, заключены договорные обязательства в суммарном объеме, равном 309,54 МВт. Таким образом, основания для корректировки величины установленной мощности отсутствуют
200	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Юга** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) **Замечание** Удалить мероприятие по установке на ПС 500 кВ Шахты третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА, так как реализация мероприятия предусматривалось в рамках договора об осуществлении технологического присоединения с ООО «Красносулинский Металлургический Комбинат» (в настоящее время расторгнут). Кроме того, отсутствуют расчеты установившихся электроэнергетических режимов, подтверждающие необходимость реализации мероприятия	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил Перечень мероприятий по развитию электрических сетей, предусмотренных в Генеральной схеме для периода 2025-2030 годов, сформирован на основании проекта СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
201	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Юга** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с установкой третьего автотрансформатора 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА **Замечание** Удалить мероприятие по установке на ПС 330 кВ Армавир турьего автотрансформатора 330/220 кВ мощностью 240 МВА, так как отсутствуют расчеты установившихся электроэнергетических режимов, подтверждающие необходимость реализации мероприятия	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Перечень мероприятий по развитию электрических сетей, предусмотренных в Генеральной схеме для периода 2025-2030 годов, сформирован на основании проекта СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы
202	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Юга** Приложение №11 **Наименования мероприятий:** – Строительство ПС 330 кВ Север с одним автотрансформатором 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА; – Строительство заходов ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт на ПС 330 кВ Север ориентировочной протяженностью 30 км каждый **Замечание** Предусмотреть мероприятие по строительству на территории Чеченской Республики ПС 330 кВ Сунжа с заходами ВЛ 330 кВ Алания – Артем вместо строительства на территории Республики Дагестан ПС 330 кВ Север с заходами ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт. (С учетом пункта 6 раздела РЕШИЛИ протокола выездного совещания по развитию электроэнергетического комплекса Чеченской Республики под руководством Министра энергетики Российской Федерации, руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба) С.Е. Цивилева от 26.07.2024 № СЦ-190/2пр)	учтено частично	В проект Генеральной схемы включено мероприятие по строительству новой ПС 330 кВ на территории Чеченской Республики / Республики Дагестан
203	–	ПАО «Россети»	Приложение 6. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ГЭС, ГАЭС, ВИЭ	**ОЭС Средней Волги** Приложение №6 **Наименование мероприятия** Гражданская ВЭС, Самарская область **Замечание** Скорректировать величину установленной мощности Гражданской ВЭС на 250 МВт и планируемый срок ввода в работу на 2025 год в соответствии с заявкой на технологическое присоединение ООО «Четырнадцатый Ветропарк ФРВ» от 31.07.2024 № 77	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте схемы и программы развития, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. Исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования, включенном в СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, установлен пунктом 59 Правил разработки ДПР. Согласно абзацу шестому подпункта «б» пункта 59 Правил разработки ДПР в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы учтены изменения установленной мощности генерирующего оборудования, подтвержденные результатами конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии ДПМ ВИЭ. В соответствии с актуальной информацией АО «Администратор торговой системы» в отношении групп точек поставки мощности ООО «Четырнадцатый ветропарк ФРВ» по Самарской области GVIE0647, GVIE0648, GVIE0649, GVIE0650, GVIE0652, по информации собственника соответствующим Гражданской ВЭС, заключены договорные обязательства в суммарном объеме, равном 233,2 МВт, с датой начала поставки мощности 01.12.2024. С учетом указанной информации в СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы установленная мощность Гражданской ВЭС (GVIE0647, GVIE0648, GVIE0649, GVIE0650, GVIE0652) будет скорректирована с 236,6 МВт на 233,2 МВт
204	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Средней Волги** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Томыловская – Оросительная до Гражданской ВЭС ориентировочной протяженностью 2,7 км **Замечание** Скорректировать срок ввода в работу на 2025 год (с учетом срока ввода в работу Гражданской ВЭС)	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Перечень мероприятий по развитию электрических сетей, предусмотренных в Генеральной схеме для периода 2025-2030 годов, сформирован на основании проекта СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы
205	–	ПАО «Россети»	Приложение 6. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ГЭС, ГАЭС, ВИЭ	**ОЭС Средней Волги** Приложение №6 **Наименование мероприятия** Екатериновская ВЭС, Саратовская область **Замечание** Добавить строительство на территории Саратовской области Екатериновской ВЭС установленной мощностью 300 МВт с вводом в работу в 2026 году в соответствии с заявкой на технологическое присоединение ООО «Шестой Ветропарк ФРВ» от 22.07.2024 № 30	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте схемы и программы развития, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. Исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования, включенном в СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, установлен пунктом 59 Правил разработки ДПР. Согласно абзацу шестому подпункта «б» пункта 59 Правил разработки ДПР в проекте СиПР ЭЭС России на

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
						2025-2030 годы учтены изменения установленной мощности генерирующего оборудования, подтвержденные результатами ДПМ ВИЭ. В соответствии с актуальной информацией АО «Администратор торговой системы», а также с учетом сведений ООО «Ветропарки ФРВ», направленных в соответствии с Правилами предоставления информации, в настоящее время ООО «Шестой Ветропарк ФРВ» планируется размещение групп точек поставки мощности GVIE1025, GVIE1039, GVIE1015, GVIE1016, GVIE1038, GVIE1035, GVIE1042, GVIE1046 суммарной установленной мощностью 307,8 МВт, соответствующих Ольховской ВЭС, в Волгоградской области. Сведения о размещении объектов генерации ООО «Шестой Ветропарк ФРВ» в Саратовской области в АО «СО ЕЭС» отсутствуют. Таким образом, основания для корректировки СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы отсутствуют
206	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Средней Волги** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство заходов ВЛ 220 кВ Актарская – Ртищево в РУ 220 кВ Екатериновской ВЭС ориентировочной протяженностью 2х1 км **Замечание** Добавить мероприятие по строительству на территории Саратовской области заходов ВЛ 220 кВ Актарская – Ртищево в РУ 220 кВ Екатериновской ВЭС с вводом в работу в 2026 году (с учетом срока ввода в работу Екатериновской ВЭС)	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Перечень мероприятий по развитию электрических сетей, предусмотренных в Генеральной схеме для периода 2025-2030 годов, сформирован на основании проекта СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы
207	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Урала** Приложение №11 **Наименования мероприятий:** – Строительство ВЛ 500 кВ Курган – ПП ориентировочной протяженностью 258 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 153 км, с демонтажом участка существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 25 км; – Строительство ПП 500 кВ; – Строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – ПП ориентировочной протяженностью 380 км; – Строительство ВЛ 500 кВ Беркут – Витязь ориентировочной протяженностью 245 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 114 км **Замечание** Предусмотреть строительство передачи постоянным током Курган (Беркут) – Алтай со строительством преобразовательных подстанций в районе ПС 500 кВ Курган (Беркут) и ПС 1150 кВ Алтай	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил ДПР Перечень мероприятий по развитию электрических сетей, предусмотренных в Генеральной схеме для периода 2025-2030 годов, сформирован на основании проекта СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы
208	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Урала** Приложение №11 **Наименования мероприятий:** – Реконструкция ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым с переводом на напряжение 500 кВ; – Реконструкция ПС 220 кВ Надым со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар (три однофазных реактора мощностью 60 Мвар каждый) с резервной фазой 60 Мвар; – Строительство захода ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале на ПС 220 кВ Исконная ориентировочной протяженностью 7 км в габаритах 500 кВ; – Реконструкция ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – Исконная с переводом на напряжение 500 кВ; – Реконструкция ПС 220 кВ Исконная со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар (три однофазных реактора мощностью 60 Мвар каждый) с резервной фазой 60 Мвар. **Замечание** Удалить мероприятия по переводу ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым и Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале (Уренгойская ГРЭС – Исконная) на напряжение 500 кВ со строительством распределительных устройств 500 кВ на ПС 220 кВ Надым и ПС 220 кВ Исконная, так как отсутствуют расчеты установившихся электроэнергетических режимов, подтверждающие необходимость реализации мероприятия. Кроме того, в настоящее время разрабатываются альтернативные мероприятия, в том числе со	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы и обосновывающих материалов

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				строительством объектов 220 кВ. До момента окончательного согласования вариантов усиления данного сечения, включение мероприятий в Генеральную схему считаем преждевременно		
209	–	ПАО «Россети»	Приложение 4. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию АЭС	**ОЭС Сибири** Приложение №4 **Наименование мероприятия** Опытно-демонстрационный энергоблок г. Северск, Томская область, г. Северск **Замечание** Скорректировать год ввода планируемого опытно-демонстрационного энергоблока с 2028 г. на 2026 г в соответствии с заявкой на технологическое присоединение от 06.05.2022 № 11-01/12581	не учтено	В соответствии с информацией ГК «Росатом» о динамике изменения установленной генерирующей мощности АЭС в период до 2042 года, направленной в соответствии с Правилами предоставления информации, ввод в эксплуатацию опытно-демонстрационного энергоблока БРЕСТ-ОД-300 в г. Северск запланирован в 2028 году, что отражено в приложении 4 к проекту генеральной схемы в графе «Установленная мощность»
210	–	ПАО «Россети»	Приложение 6. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ГЭС, ГАЭС, ВИЭ	**ОЭС Сибири** Приложение №6 **Наименование мероприятия** Крапивинская ГЭС, Кемеровская область - Кузбасс, Крапивинский район, пгт Зеленоградский, р. Томь **Замечание** Скорректировать величину мощности объекта по производству электрической энергии и срок ее вода в работу, так как в соответствии со схемой выдачи мощности на объекте генерации планируется установка трех гидроагрегатов мощностью 116 МВт (для варианта с СГ) или 140 МВт (для варианта с инверторами) с вводом в работу одним этапом в 2028 году	не учтено	Учет Крапивинской ГЭС в проекте Генеральной схемы осуществлялся в соответствии с информацией ПАО «РусГидро», направленной в соответствии с Правилами предоставления информации
211	–	ПАО «Россети»	Приложение 6. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ГЭС, ГАЭС, ВИЭ	**ОЭС Сибири** Приложение №6 **Наименование мероприятия** Полевая СЭС, Забайкальский край **Замечание** Уточнить установленную мощность и год ввода планируемых к вводу энергоблоков Полевой СЭС. Согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение от 03.07.2024 энергоблоков Полевой СЭС и заявки на технологическое присоединение от 11.06.2024 № 48, а также ее корректировки от 21.06.2024 № 56, установленная мощность энергоблоков составляет 120 МВт	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте схемы и программы развития, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. Исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования, включенном в СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, установлен пунктом 59 Правил разработки ДПР. Согласно абзацу шестому подпункта «б» пункта 59 Правил разработки ДПР в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы учтены изменения установленной мощности генерирующего оборудования, подтвержденные результатами ДПМ ВИЭ. В соответствии с актуальной информацией АО «Администратор торговой системы» в отношении групп точек поставки мощности ООО «Солар Ритейл» по Забайкальскому краю у GVIE2818, GVIE2822, GVIE2823, GVIE2838, по информации собственника соответствующим Полевой СЭС, а также с учетом уточненных сведений собственника о величинах мощности, заключены договорные обязательства в суммарном объеме, равном 111,8 МВт. Таким образом, основания для корректировки величины установленной мощности отсутствуют
212	–	ПАО «Россети»	Приложение 6. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ГЭС, ГАЭС, ВИЭ	**ОЭС Сибири** Приложение №6 **Наименование мероприятия** Луговая СЭС, Забайкальский край **Замечание** Уточнить установленную мощность и год ввода планируемых к вводу энергоблоков Луговой СЭС. Согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение от 27.01.2023 энергоблоков Луговой СЭС и заявки на технологическое присоединение от 06.12.2022 № 114, установленная мощность энергоблоков составляет 120 МВт	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте схемы и программы развития, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. Исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования, включенном в СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, установлен пунктом 59 Правил разработки ДПР. Согласно абзацу шестому подпункта «б» пункта 59 Правил разработки ДПР в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы учтены изменения установленной мощности генерирующего оборудования, подтвержденные результатами ДПМ ВИЭ. В соответствии с актуальной информацией АО «Администратор торговой системы» в отношении групп точек поставки мощности ООО «Солар Ритейл» по Забайкальскому краю GVIE2335, GVIE2341, GVIE2590, GVIE2593, по информации собственника соответствующим Луговой СЭС, а также с учетом уточненных сведений собственника о величинах мощности, заключены договорные обязательства в суммарном объеме, равном 136 МВт. Таким образом, основания для корректировки величины установленной мощности отсутствуют
213	–	ПАО «Россети»	Приложение 6. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ГЭС, ГАЭС, ВИЭ	**ОЭС Сибири** Приложение №6 **Наименование мероприятия** Ононская СЭС, Забайкальский край **Замечание**	учтено	Соответствующие корректировки будут внесены в проект Генеральной схемы. По имеющейся в АО «СО ЕЭС» информации мероприятие по строительству Ононской СЭС соответствует совокупности вводов по группам точек поставок GVIE2877, GVIE2878, GVIE2879 50 МВт каждая и учтено в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы в виде отдельных ГТП и не было включено в проект генеральной схемы в

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				Добавить мероприятие по строительству на территории Забайкальского края Ононской СЭС установленной мощностью 150 МВт с вводом в работу в 2025 году		связи с критерием о включении электрических станций установленной мощностью более 100 МВт
214	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Сибири** Приложение №11 **Наименования мероприятий:** – Строительство ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый; – Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км; – Строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км; – Реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя – резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая; – Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар. **Замечание** Предусмотреть строительство передачи постоянным током Курган (Беркут) – Алтай со строительством преобразовательных подстанций в районе ПС 500 кВ Курган (Беркут) и ПС 1150 кВ Алтай	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Перечень мероприятий по развитию электрических сетей, предусмотренных в Генеральной схеме для периода 2025-2030 годов, сформирован на основании проекта СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы
215	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Сибири** Приложение №11 **Наименования мероприятий:** – Строительство ЛЭП 500 кВ от Мокской ГЭС до преобразовательной ПС 500 кВ в районе Мокской ГЭС; – Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе Мокской ГЭС. **Замечание** Предусмотреть строительство преобразовательной подстанции с заходами ВЛ 500 и 220 кВ в районе ПС 500 кВ Таксимо	не учтено	Места размещения преобразовательных подстанций будут уточняться при конкретном проектировании
216	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Сибири** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе Мокской ГЭС до преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 500 кВ Чита пропускной способностью 1000 МВт ориентировочной протяженностью 600 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях **Замечание** Предусмотреть строительство передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 500 кВ Таксимо до преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 220 кВ Чита	не учтено	Места размещения преобразовательных подстанций будут уточняться при конкретном проектировании
217	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Сибири** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство ЛЭП 220-500 кВ от ПС 500 кВ Чита до преобразовательной подстанции в районе ПС 500 кВ Чита **Замечание** Предусмотреть строительство только ЛЭП 220 кВ от ПС 220 кВ Чита до преобразовательной подстанции в районе ПС 220 кВ Чита	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы. Окончательный состав электротехнического оборудования преобразовательной ПС, а также технические решения по распределению ее мощности по сети переменного тока подлежат определению в рамках отдельного проектирования
218	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Сибири** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 500 кВ Чита **Замечание** Предусмотреть строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 220 кВ Чита	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы. Окончательный состав электротехнического оборудования преобразовательной ПС, а также технические решения по распределению ее мощности по сети переменного тока подлежат определению в рамках отдельного проектирования
219	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Сибири** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Реконструкция ПС 220 кВ Чита со строительством РУ 500 кВ и установкой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) **Замечание** Удалить мероприятие по реконструкции ПС 220 кВ Чита со строительством РУ 500 кВ и	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы. Окончательный состав электротехнического оборудования преобразовательной ПС, а также технические решения по распределению ее мощности по сети переменного тока подлежат определению в рамках отдельного проектирования

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				установкой АТ 500/220 кВ, так как отсутствуют расчеты установившихся электроэнергетических режимов, подтверждающие необходимость реализации мероприятия		
220	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Сибири** Приложение №11 **Наименования мероприятий:** – Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 500 кВ Ключи; – Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в районе ПС 500 кВ Ключи; – Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская до преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 500 кВ Ключи пропускной способностью 1500 МВт ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях. **Замечание** Предусмотреть строительство преобразовательной подстанции с заходами ВЛ 500 и 220 кВ в районе Гусиноозерской ГРЭС и передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская до преобразовательной ПС 500 кВ в районе Гусиноозерской ГРЭС в соответствии с согласованным техническим заданием на выполнение работы по разработке технических решений по строительству линии электропередачи постоянного тока	не учтено	Места размещения преобразовательных ПС будут уточняться при конкретном проектировании
221	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Сибири** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 500 кВ Ключи до преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 500 кВ Чита пропускной способностью 1000 МВт ориентировочной протяженностью 800 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях **Замечание** Предусмотреть строительство передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе Гусиноозерской ГРЭС до преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 220 кВ Чита	не учтено	Места размещения преобразовательных подстанций будут уточняться при конкретном проектировании
222	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Сибири** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 500 кВ Чита до преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 500 кВ Даурия пропускной способностью 1000 МВт ориентировочной протяженностью 1000 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанции **Замечание** Предусмотреть строительство передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 220 кВ Чита до преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 500 кВ Даурия (с учетом мероприятий в ОЭС Востока)	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы и обосновывающих материалов. Окончательный состав электротехнического оборудования преобразовательной подстанции, а также технические решения по распределению ее мощности по сети переменного тока подлежат определению в рамках отдельного проектирования
223	–	ПАО «Россети»	Приложение 7. Изменение установленной мощности ТЭС	**ОЭС Востока** Приложение №7 **Наименование мероприятия** Партизанская ГРЭС, Приморский край, г. Партизанск **Замечание** Скорректировать срок ввода в соответствии со сроком технологического присоединения – 2026 год в соответствии с заявкой на технологическое присоединение от 21.03.2022 №1927.113 и с учетом писем от 26.01.2022 №461.113, от 29.12.2021 №8865.113 и от 16.02.2022 №1039.113	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте схемы и программы развития, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. Исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования, включенном в СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, установлен пунктом 59 Правил разработки ДПР. Согласно абзацу восьмому подпункта «б» пункта 59 Правил разработки ДПР в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы учтены изменения установленной мощности генерирующего оборудования, предусмотрены решениями Правительства Российской Федерации. В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.12.2023 № 4013-р дата начала поставки мощности Партизанской ГРЭС - 01.01.2027. Таким образом, основания для корректировки величины установленной мощности отсутствуют
224	–	ПАО «Россети»	Приложение 8. Планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию ТЭС	**ОЭС Востока** Приложение №8 **Наименование мероприятия** Новоленская ТЭС, Республика Саха (Якутия), Ленский район **Замечание** Скорректировать величину установленной мощности Новоленской ТЭС на 555 МВт в соответствии со схемой выдачи мощности и техническими условиями для технологического присоединения от 19.02.2024	не учтено	В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема в отношении первых 6 лет долгосрочного периода должна соответствовать прогнозным показателям и решениям, принятым в проекте схемы и программы развития, разработанных и утверждаемых на соответствующий период. Исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электрической энергии, учитываемым в перечне изменений установленной мощности генерирующего оборудования, включенном в СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы, установлен пунктом 59 Правил разработки ДПР. Согласно абзацу восьмому

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
						подпункта «б» пункта 59 Правил разработки ДПР в проекте СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы учтены изменения установленной мощности генерирующего оборудования, предусмотрены решениями Правительства Российской Федерации. В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.04.2023 № 867-р установленная мощность строящейся Новленской ТЭС составляет 550 МВт. Таким образом, основания для корректировки величины установленной мощности отсутствуют
225	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Востока** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №3 ориентировочной протяженностью 262 км **Замечание** Перенести в ОЭС Сибири, так как большая часть ВЛ будет проходить по территории ОЭС Сибири	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы
226	–	ПАО «Россети»	Приложение 11. Перечень мероприятий по развитию электрической сети	**ОЭС Востока** Приложение №11 **Наименование мероприятия** Реконструкция ПС 220 кВ Сухой Лог с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 100 Мвар каждая и двух УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар каждый **Замечание** Перенести в ОЭС Сибири, так как объект расположен в ОЭС Сибири	учтено	Предложение учтено при доработке Генеральной схемы
227	–	ПАО «Россети»	Общее предложение	**Обосновывающие материалы** Пункт 1.1, стр. 17 **Текущая редакция** На начало 2024 года протяженность электрических сетей напряжением 330–750 кВ составила 70,4 тыс. км, суммарная мощность трансформаторных подстанций с высшим классом напряжения 330–750 кВ составила 232,1 тыс. кВА. **Предлагаемая редакция** На начало 2024 года протяженность электрических сетей напряжением 330–750 кВ составила 70,4 тыс. км, суммарная мощность трансформаторных подстанций с высшим классом напряжения 330–750 кВ составила 232,1 тыс. МВА.	учтено	Предложение учтено при доработке обосновывающих материалов
228	–	ПАО «Россети»	Общее предложение	**Обосновывающие материалы** **Замечание** Отсутствуют: Схема выдачи мощности Приморской АЭС; Схема выдачи мощности Рефтинской АЭС; Схема выдачи мощности Южноуральской АЭС; Схема выдачи мощности Нижне-Ниманской ГЭС; Схема выдачи мощности Крапивинской ГЭС; Схема выдачи мощности Новоленской ТЭС Отсутствует описательная часть, а также предварительные технические решения по схемам выдачи мощности Приморской АЭС, Рефтинской АЭС, Южноуральской АЭС, Нижне-Ниманской ГЭС, Крапивинской ГЭС, Новоленской ТЭС. **Предлагается** Добавить отсутствующую информацию	учтено частично	В соответствии с подпунктом «и» пункта 15 Правил разработки ДПР электросетевые мероприятия разрабатываются для СВМ со сроками реализации до 2036 года включительно. Сроки реализации Рефтинской АЭС – 2041 год, Южноуральской АЭС – 2038 год, Нижне-Ниманской ГЭС – 2037 год. В этой связи мероприятия для реализации СВМ по указанным станциям в рамках Генеральной схемы не разрабатываются. Мероприятия для реализации СВМ Крапивинской ГЭС приняты по результатам согласованной с АО «СО ЕЭС» внестадийной работы по разработке СВМ Крапивинской ГЭС, в связи с чем подтверждающие расчеты в обосновывающих материалах не требуются. Мероприятия для реализации СВМ Новоленской ТЭС сформированы на основании проекта СиПР ЭЭС России на 2025-2030 годы. В соответствии с пунктом 16 Правил разработки ДПР подтверждающие расчеты в обосновывающих материалах для таких мероприятий не требуются. Обосновывающие материалы дополнены подтверждающими расчетами СВМ Приморской АЭС в связи с переносом строительства электростанции с 2039 года на 2033 год. Приложение 11 дополнено электросетевыми мероприятиями, необходимыми для реализации СВМ Приморской АЭС установленной мощностью 2000 МВт
229	–	ПАО «Россети»	Общее предложение	**Общее замечание** Приложение № 9, Приложение № 10 **Замечание:** Рассмотреть возможность детализировать «балансы мощности и балансы электрической энергии» до объединенных энергетических систем Северо-Запада, Юга, Центра, Средней Волги, Урала, Сибири, Востока	не учтено	Генеральная схема сформирована в соответствии с требованиями, установленными пунктом 15 Правил разработки ДПР. В соответствии с подпунктом «б» пункта 15 Правил разработки ДПР Генеральная схема содержит балансы мощности и электрической энергии по каждой синхронной зоне и каждой ТИТЭС
230	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	1.Представленный в разделе 4 Обосновывающих материалов (далее – ОМ) Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (далее - ГСР-2042) расчет нормированной стоимости электроэнергии (далее – LCOE) по технологиям не представлен в динамике, что не позволяет понять, как на горизонте проекта меняется конкурентоспособность технологий с учетом роста цен на топливо и улучшения технико-экономических показателей	не учтено	Представленный в разделе 4 Обосновывающих материалов расчет LCOE выполнен для условий 2042 года в ценах 2023 года. Расчеты LCOE в динамике для условий промежуточных лет могут быть выполнены, но не имеют смысла в связи с инерционностью структуры генерирующих мощностей. Структура генерирующих

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				технологий (снижение капитальных затрат, повышение эффективности технологий), следовательно рекомендуем указать его в динамике по годам		мощностей на горизонте 2030 года фактически определена принятыми и реализуемыми в настоящее время решениями по развитию объектов генерации
231	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	2.Предлагаемый в разделе 4 Обосновывающих материалов (стр.58) методический подход к расчету LCOE не является в достаточной мере обоснованным ввиду малого набора применяемых исходных данных и большого числа упрощений, что дает искаженные значения LCOE. Предлагаем при расчете LCOE учесть значимые факторы, ряд из которых учтен разработчиком в сценарных расчетах НВВ в Разделе 10.2 ОМ, такие как: a.индивидуальная ставка дисконтирования для всех типов технологий, поскольку сроки реализации проектов и окупаемости технологий сильно отличаются; b.финансовый риск, связанный с инфляционными факторами и удорожанием стоимости привлечения заемных средств на долговом рынке на горизонте 2042 года. c.степень конкуренции технологии между собой по территориальному признаку	не учтено	Расчет LCOE выполняется в соответствии с пунктом 50 Методических указаний, за весь период жизненного цикла без учета инфляции, налогов, плановой прибыли, с единой для всех проектов ставкой дисконтирования
232	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	3.ГСР-2042 содержит одинаковый LCOE для СЭС всех ОЭС Европейской части ЕЭС России. Необходимо отметить, что LCOE СЭС значительно зависит от коэффициента использования установленной мощности (далее – КИУМ), при этом количество солнечных дней в ОЭС Юга существенно выше, чем, например, в ОЭС Северо-Запада, следовательно, и LCOE в этих ОЭС должны отличаться. В связи с этим необходимо привести методику расчета значения LCOE для СЭС из разных ОЭС	не учтено	Для расчетов рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей используются усредненные технико-экономические показатели генерирующих технологий. Значения ЧЧИУМ для формирования рациональной структуры приняты в соответствии с пунктом 125 Методических указаний. Значения ЧЧИУМ ВЭС приняты по среднему фактическому значению за последние четыре года (2500 ч)
233	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	4.Предлагается указать источник данных, либо методику расчета для технико-экономических показателей, на основе которых сформирована рациональная структура генерации (Таблица 20 на стр. 57 ОМ), а именно: a.для указанных значений цены топлива на 2042 год, В частности, исходя из оптовых цен, используемых в качестве предельного максимального уровня оптовых цен на газ (в соответствии с приказом ФАС России №906/23 от 28.11.2023) Ассоциацией получена следующая аналитическая оценка текущего уровня цен на газ по ОЭС: для ОЭС Центра - 5,6 тыс. руб./т.у.т., ОЭС Северо-Запада – 5,3 тыс. руб./т.у.т., ОЭС Юга – 5,7 тыс. руб./т.у.т., ОЭС Средней Волги – 5,2 тыс. руб./т.у.т., ОЭС Урала – 4,8 тыс. руб./т.у.т., ОЭС Сибири – 5,1 тыс. руб./т.у.т. В случае ежегодной индексации предельных уровней цен на газ на 3% (предельный минимальный уровень оптовых цен на газ в соответствии с вышеуказанным приказом ФАС России с 1 июля 2024 года увеличился на 11,2%; в предшествующие годы индексация составляла порядка 3%) оценка Ассоциации соответствующих значений на 2042 год следующая: для ОЭС Центра - 9,6 тыс. руб./т.у.т., ОЭС Северо-Запада – 9,1 тыс. руб./т.у.т., ОЭС Юга – 9,7 тыс. руб./т.у.т., ОЭС Средней Волги – 9,0 тыс. руб./т.у.т., ОЭС Урала – 8,1 тыс. руб./т.у.т., ОЭС Сибири – 8,7 тыс. руб./т.у.т. Для приведенных в Таблице 20 значений цены топлива невозможно установить соответствие значениям по доступным Ассоциации аналитическим оценкам, а также соотношению величин по ОЭС	не учтено	Необходимые пояснения по составу принятых исходных данных имеются в разделе 4 Обосновывающих материалов. Исходные технико-экономические показатели и ограничения, подлежащие учету при формировании рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей, а также оценке ценовых и тарифных последствий реализации генеральной схемы, включая прогнозную динамику цен топлива, утверждены протоколом Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр
234	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	4.Предлагается указать источник данных, либо методику расчета для технико-экономических показателей, на основе которых сформирована рациональная структура генерации (Таблица 20 на стр. 57 ОМ), а именно: b.для величины УРУТ, ФАС России приказом от 27 марта 2023 г. № 162/23 утверждены требования экономической обоснованности ценовых заявок на продажу электрической энергии, а также методика определения соответствия ценовых заявок на продажу электрической энергии требованиям экономической обоснованности (далее – Методика). В соответствии с Методикой решением Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка» от 27 марта 2024 г. были утверждены предельные (максимальные) уровни удельного расхода условного топлива для целей подачи ценовых заявок на продажу электрической энергии для различных типов генерирующего оборудования (далее – предельные уровни УРУТ). Приведенные в таблице 20 значения значительно отличаются от предельных уровней УРУТ по величинам, а также их соотношению для различных типов генерирующего оборудования. Для ряда видов оборудования ПСУ отличие составляет порядка двух раз, ввиду этого рекомендуем указать ссылку на источник данных для возможности верификации параметров со стороны энергетического сообщества	не учтено	Необходимые пояснения по составу принятых исходных данных имеются в разделе 4 Обосновывающих материалов. Значения удельного расхода условного топлива и расхода электрической энергии на собственные нужды для ТЭС приняты в соответствии с экономическими параметрами КОМ НГО, проводившихся в 2024 году
235	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	4.Предлагается указать источник данных, либо методику расчета для технико-экономических показателей, на основе которых сформирована рациональная структура генерации (Таблица 20 на стр. 57 ОМ), а именно: c.Для величин расхода электрической энергии на собственные нужды, Приведенные в таблице 20 величины значительно (для ПГУ и ПСУ на угле) отличаются от сведений, которыми располагает Ассоциация. Ввиду этого рекомендуем указать ссылку на источник данных для возможности верификации параметров со стороны энергетического сообщества. Кроме того, Ассоциация обращает внимание, что значения вышеуказанных величин влияют на рациональную структуру генерации, что, в свою очередь, определяет	не учтено	Необходимые пояснения по составу принятых исходных данных имеются в разделе 4 Обосновывающих материалов. Значения удельного расхода условного топлива и расхода электрической энергии на собственные нужды для ТЭС приняты в соответствии с экономическими параметрами конкурсных отборов мощности новых генерирующих объектов , проводившихся в 2024 году.

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
				потребности в органическом топливе (Таблица 66 на стр. 191) и валовые выбросы (раздел 8 на стр. 192 и, в частности, Таблица 67)		
236	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	4.Предлагается указать источник данных, либо методику расчета для технико-экономических показателей, на основе которых сформирована рациональная структура генерации (Таблица 20 на стр. 57 ОМ), а именно: d.Для значений капитальных и условно-постоянных затрат, Например, при сравнении новой технологии постоянного тока (далее – ППТ) и существующей технологии переменного тока в Разделе 6.1 ОМ дается однозначный вывод о том, что передачи постоянного тока (далее - ППТ) экономичнее, хотя имеется значительный диапазон стоимости реализации ППТ (от 174 млрд руб. до 351 млрд руб.). При этом в Таблице 71 полностью отсутствует информация о прогнозных объемах капитальных вложений для объектов ППТ, следовательно, требуется пояснить отказ разработчика от включения данной технологии в перечень проектируемых мероприятий	не учтено	Затраты на сооружение ППТ учтены в таблице 71. Вместе с этим, в условиях отсутствия нормативов цены на сооружение ППТ величина затрат была оценана по объектам аналогам с учетом мировой практики применения ППТ. Вместе с тем, в результате выполненной оптимизации технических решений, необходимых для покрытия указанного дефицита мощности в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, выбран наиболее экономичный вариант, который включает в себя следующие электросетевые мероприятия: • строительство ЛЭП 750 кВ от ПС 750 кВ Грибово до новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области; • строительство ЛЭП 750 кВ от Курской АЭС до новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области; • строительство ППТ пропускной способностью 1500 МВт от Нововоронежской АЭС до преобразовательной ПС в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области
237	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	4.Предлагается указать источник данных, либо методику расчета для технико-экономических показателей, на основе которых сформирована рациональная структура генерации (Таблица 20 на стр. 57 ОМ), а именно: e.Для сроков строительства объектов генерации, Характер приведенных сроков строительства генерации на горизонте 2042 года близок к показателям актуальным по состоянию на 2024 год, поэтому требуется привести в ОМ используемую методику расчета сроков строительства генерации и учтенные в ней параметры	не учтено	Необходимые пояснения по составу принятых исходных данных имеются в разделе 4 Обосновывающих материалов. Сроки строительства объектов генерации приняты по данным субъектов электроэнергетики, направленными в соответствии с Правилами предоставления информации
238	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	4.Предлагается указать источник данных, либо методику расчета для технико-экономических показателей, на основе которых сформирована рациональная структура генерации (Таблица 20 на стр. 57 ОМ), а именно: f.Для числа часов использования установленной мощности, Так, в указанных параметрах значение числа часов использования установленной мощности для ТЭС равно 6500 часов в год, что соответствует КИУМ равному 74%, при этом по данным Ассоциации КИУМ ТЭС по состоянию на 2024 год в ценовых зонах оптового рынка электроэнергии и мощности равен примерно 50%. Рекомендуем добавить в ОМ используемую разработчиком методику расчета числа часов использования установленной мощности. Кроме того, рекомендуем для повышения прозрачности и уровня общественного доверия к результатам модельных расчетов по определению рациональной структуры генерации ОМ дополнить итогами данных модельных расчетов в виде отдельной сводной таблицы (справочно) с величинами суммарных дисконтированных затрат в разрезе всех рассматриваемых технологий	не учтено	Сравнение по величине LCOE различных генерирующих технологий производится в соответствии с пунктом 53 Методических указаний внутри функциональных групп, то есть отдельно для базовой, пиковой и негарантированной генерации. Для целей сравнения ТЭС с другими технологиями базовой генерации (АЭС), их ЧЧИУМ принят равным 6500 часов. Значения суммарных дисконтированных затрат в разрезе рассматриваемых технологий являются непоказательными и, очевидно, будут выше для технологий с большим жизненным циклом. В связи с этим для сопоставления технологий используются не суммарные, а удельные величины (LCOE)
239	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	5.Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений в ГСР-2042 не является экономически обоснованной ввиду того, что верифицировать используемые финансовые данные от субъектов электроэнергетики невозможно. Предлагается указать ссылки на источники данных, используемые для оценки	не учтено	Общий перечень используемой при оценке ценовых и тарифных последствий исходной финансовой информации приведен в разделе 10.2.2 Обосновывающих материалов. Основными источниками данных являются данные, полученные из открытых источников, а именно: - бухгалтерская (финансовая) отчетность и формы раскрытия информации о структуре и объемах затрат на производство и реализацию товаров (работ, услуг) и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемая в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24) субъектов электроэнергетики; - информация, представленная субъектами электроэнергетики в соответствии с Правилами предоставления информации. Данная информация не является публичной
240	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	6.В Разделе 10.6 ОМ содержится выбор оптимальных комбинаций финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях. Так разработчиком предлагается механизм бюджетного субсидирования, но полностью отсутствует информация о влиянии проектируемых технических решений на объем перекрестного субсидирования в электроэнергетике. Рекомендуем включить в ОМ информацию о влиянии принятых в ГСР-2042 технических решений на объемы перекрестного субсидирования в электроэнергетике (поскольку данный механизм активно применяется в настоящее время) или указать об исключении его как механизма на горизонте 2042 года	учтено частично	Объем поддержки по механизмам строительства «новых» мощностей и модернизации действующих, в выполненных расчетах значительно зависит от рассматриваемого сценария. Базовый сценарий не предполагает продление действующих условий поддержки механизмов строительства «новых» мощностей и модернизации действующих (надбавки к ценам на мощность, ДПМ ТЭС, ДПМ АЭС и ГЭС, КОМ НГО, КОМмод, ДПМ ВИЭ 1.0 и 2.0, строительство (реконструкция) объектов в Дальневосточном федеральном округе), следовательно, объем поддержки поэтапно сокращается к 2042 году. Во всех рассматриваемых сценариях (таблица 87 обосновывающих материалов) снижение (ликвидация) дефицита финансирования прогнозируется в основном за

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
						счет увеличения доли бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений и увеличения, относительно Базового сценария, величины поддержки по указанным механизмам, за счет корректировки существующих правил и параметров ценообразования, а именно оплаты мощности новых объектов, предлагаемых в Генеральной схеме, по цене обеспечивающей возврат капитальных вложений. В таблицу 87 Обосновывающих материалов будет добавлена информация о доле, приходящейся на корректировку правил и параметров ценообразования, в ликвидации (снижении) дефицита финансирования
241	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	7.Из текущих финансовых данных, представленных в Разделе 10.6 ОМ, не ясно, какие ценовые показатели были использованы при формировании НВВ субъектов электроэнергетики, особенно в части технологий, имеющих программы поддержки на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Рекомендуется привести ссылку на индексы цен на электроэнергию и мощность применяемые при расчетах для всех типов генерирующих объектов (с учетом их даты ввода в эксплуатацию и срока возврата инвестиций), учтенных в ГСР-2042	не учтено	В соответствии с разделом 15 Методических указаний, подход к определению НВВ одинаков для всех типов генерирующих технологий (сегментов генерации). НВВ определяется по статьям затрат генерирующих компаний, включающим капитальные затраты, эксплуатационные затраты, затраты на привлечение и обслуживание заемных средств, затраты на выплату налогов на имущество и прибыль, а также учет доходности. Прогнозируемые цены на электроэнергию и мощность на оптовом рынке с учетом генерирующих объектов, предлагаемых в Генеральной схеме, по сегментам генерации представлены в разделе 10.3 Обосновывающих материалов. В указанном разделе также приведено описание подходов к их определению и даны ссылки на соответствующие нормативно-правовые документы
242	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	8.Содержащиеся в Разделе 10.6 ГСР-2042 финансовые механизмы, предлагаемые для реализации проектируемых технических решений, не содержат оценки фактических финансовых возможностей энергокомпаний. Взамен рекомендуется рассмотреть сценарный подход, при котором производится балансировка генеральной схемы под различный объем плановой валовой выручки для субъектов электроэнергетики, согласованный с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации	не учтено	В соответствии с пунктом 257 Методических указаний, целью оценки ценовых и тарифных последствивий является оценка достаточности выручки, получаемой сегментами отрасли, при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений. Состав технических решений определяется по результатам формирования рациональной структуры генерирующих мощностей и обоснования их размещения. Таким образом, перечень технических решений для целей оценки ценовых и тарифных решений является некорректируемой исходной. В обратном случае, при балансировке состава технических решений под рост плановой валовой выручки, например, согласованный с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, принцип рациональности структуры генерирующих мощностей распадается. При оценке дефицита финансирования инвестиционных решений, учитываются фактические финансовые возможности компаний через учет в необходимой валовой выручки фактических затрат компаний, а также через учет ограничения предельно допустимой величины заемных средств. Возможности снижения или ликвидации определенного дефицита при достижении предельно допустимой величины заемных средств оцениваются уже в основном за счет внешних механизмов: бюджетное финансирование, в том числе через удешевление стоимости заемных средств, корректировок правил и параметров ценообразования и тарифного регулирования
243	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	9.В приложении 6 «Перечень планируемых к строительству и вводу в эксплуатацию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, а также солнечных и ветровых электростанций, установленная генерирующая мощность которых составляет 100 МВт и более» и приложении 8 «Перечень планируемых к строительству и вводу в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии (тепловых электростанций), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, установленная генерирующая мощность которых составляет 100 МВт и более» к ГСР-2042 отсутствуют данные по вводам объектов ТЭС и ВЭС после 2036 года, следовательно в ОМ предлагается указать причины отсутствия вводов в период с 2037 по 2042 год	не учтено	В соответствии с подпунктом «е» пункта 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема содержит перечень существующих объектов по производству электрической энергии, в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (за исключением объектов, указанных в подпункте «д» настоящего пункта), в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более в отношении каждого объекта по производству электрической энергии в течение одного календарного года, на период с 1-го по 12-й год долгосрочного периода с разбивкой по каждому году такого периода (то есть с 2025 по 2036 годы)
244	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	10.Необходимо верифицировать и привести в соответствие друг другу показатели в Таблице 22 (Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях электроэнергетической системы России, МВт), Таблице 23 (Планируемые объемы и структура ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования на электростанциях электроэнергетических систем России с детализацией по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС, МВт) и в Таблице 24 (Установленная мощность электростанций электроэнергетических систем России с детализацией по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС, МВт) ОМ. В указанных таблицах разница между объемами ввода и вывода генерирующего оборудования не совпадает с изменением установленной мощности. Например, в 2031 году сальдо между вводом и выводом ГЭС равно 565 МВт (565 МВт - 0 МВт), а изменение установленной мощности за этот же период составило 587,6 МВт (52668,4 МВт – 52080,8 МВт)	не учтено	Установленная мощность электростанций включает следующие изменения: вывод из эксплуатации, ввод мощности, а также мероприятия по модернизации с изменениями мощности. Таким образом, установленная мощность ГЭС в 2031 году (52668,4 МВт) рассчитана как сумма установленной мощности ГЭС в 2030 году (52080,8 МВт), вводов мощности на ГЭС в 2031 году (565 МВт) и изменений мощности с увеличением установленной мощности за счет модернизации в 2031 году (22,6 МВт)

№ п.п.	Информация о физическом/юридическом лице, направившем замечание/предложение		Раздел (приложение), к которому представлено замечание, предложение	Содержание замечания, предложения (*орфография, пунктуация и стиль автора сохранены*)	Позиция разработчика *(учтено, не учтено, учтено частично)*	Обоснование позиции разработчика
	Ф.И.О.	Организация				
245	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Приложение 10. Балансы электрической энергии	11.1.В Приложении 10 к ГСР-2042 «БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ» отсутствует информация за 2037-2041 гг. Рекомендуется исправить вышеуказанные опечатки и неточности	не учтено	В соответствии с подпунктом «б» пункта 16 Правил разработки ДПР Генеральная схема содержит балансы мощности и балансы электрической энергии по каждой синхронной зоне и каждой технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе: - на период, равный первым 12 годам долгосрочного периода, на который разработана генеральная схема, с указанием прогнозируемых величин отдельно для каждого календарного года, входящего в указанный период; - на 18-й год (последний год соответствующего долгосрочного периода) - с указанием величины прогнозного потребления мощности и электрической энергии, установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии и структуры производства электрической энергии
246	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	11.2.На рисунке 19 ОМ график выходит за область построения. Рекомендуется исправить вышеуказанные опечатки и неточности	не учтено	На рисунке 19 обосновывающих материалов представлена конфигурация зимних суточных графиков потребления мощности в интервале от 0 до 23 часов, что соответствует 24-часовому графику потребления
247	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	11.3.Кроме того, на странице 66 ОМ некорректное предложение: «доля ГЭС, ГАЭС увеличится незначительно с 20,84 % до 20,65 %». Рекомендуется исправить вышеуказанные опечатки и неточности	учтено	Предложение учтено при доработке обосновывающих материалов
248	–	Ассоциация «НП Совет рынка»	Общее предложение	11.4.На странице 24 ОМ некорректное предложение: «Наибольшее потребление электрической энергии зафиксировано в 2020 году и имело отрицательное значение 2,42%». Рекомендуется исправить вышеуказанные опечатки и неточности	учтено	Предложение учтено при доработке обосновывающих материалов