

Активные энергетические комплексы – новая отраслевая и правительственная инициатива, направленная на упорядочение отношений сетей и распределённой генерации

Постановлением от 21.03.2020 № 320 Правительство Российской Федерации дало старт реализации рассчитанного на период до 2030 г. пилотного проекта по созданию в розничном секторе рынка электрической энергии и мощности ЕЭС России активных энергетических комплексов (АЭК). Одна из основных предпосылок к разработке и внедрению концепции АЭК – рост интереса крупных промышленных потребителей к собственным источникам генерации, обусловленный повышением затрат на обеспечение внешнего энергоснабжения, что в свою очередь приводит к росту влияния распределённой генерации на электрические сети и энергосистему в целом. Другая важнейшая предпосылка – технологическое развитие самой распределённой генерации и цифровых решений, позволяющих без участия человека управлять энергообъектами, балансировать производство и потребление электроэнергии, тем самым повышая эффективность этих процессов. Разработчики концепции АЭК – АО «СО ЕЭС» и Группа компаний «НТЦ ЕЭС» – максимально учли интересы всех сторон: и владельцев генерирующего оборудования, и сетевых организаций, страдающих от необходимости поддерживать сетевой резерв, и потребителей, стремящихся снизить затраты на электроснабжение для улучшения своих экономических показателей.

О.И. Михаленко,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Предпосылки

На посвящённом старту пилотного проекта онлайн-брифинге Ксения Дацко, генеральный директор АО «НТЦ ЕЭС Управление энергоснабжением», руководитель дирекции по развитию бизнеса АО «НТЦ ЕЭС Группа компаний», а также один из авторов концепции АЭК, отметила 3 фактора, предопределивших необходимость создания и последующее внедрение активных энергокомплексов в отечественную энергосистему. В первую очередь этому способствовал неуклонный рост конечной цены на электроэнергию для потребителей, в которой не менее 40% занимает стоимость её транспортировки по электрическим сетям. Второй предпосылкой стал тот факт, что совместное производство тепловой и электрической энергии, особенно в климатических условиях России, значительно повышает эффективность генерации. А значит использование собственных современных когенерационных установок для отдельных групп потребителей может быть выгоднее, чем раздельная покупка электроэнергии из ЕЭС и тепловой энергии у региональных тепловых сетей. Третий фактор связан с тем, что сегодняшний уровень развития технологии элементов распределённой генерации сделал её значительно доступнее, а современные цифровые решения позволяют осуществлять управление энергетическими объектами в автоматическом режиме. Таким образом, потребители, сравнивая стоимость электрической энергии от сети общего пользования со стоимостью электроэнергии от собственных энергоцентров, все чаще отдают предпочтение второму варианту и выбирают

альтернативу централизованному энергоснабжению.

Проблемы сложившейся ситуации

Появление всё большего объёма собственной генерации у промышленных потребителей неизбежно приводит к росту её влияния на ЕЭС страны, что в свою очередь не может не вызвать повышенного беспокойства Системного оператора и электросетевых компаний. Все они являются государственными инфраструктурными организациями, и их задачи — обеспечивать надёжность и эффективность функционирования энергосистемы страны и гарантированное электроснабжение потребителей.

Неконтролируемый выход потребителей из большой энергосистемы на собственное энергоснабжение может привести к снижению надёжности ЕЭС России и росту затрат сетевых компаний. Дело в том, что уходящие потребители сохраняют своё технологическое присоединение к сети общего пользования и, таким образом, остаются полноценными и полноправными потребителями с точки зрения электросетевых организаций и СО ЕЭС, так как потребитель в любой момент при возникновении проблем с собственной генерацией или превышении нагрузки может начать потреблять мощность из сети общего пользования. Это значит, что Системный оператор должен



Рисунок 1. Схема Активного энергетического комплекса

поддерживать для него определённый резерв генерации в энергосистеме, оплачиваемый всеми остальными потребителями, не имеющими собственной генерации. Сетевые компании, в свою очередь, должны поддерживать работоспособность сетевой инфраструктуры, достаточной для величины мощности, предусмотренной условиями технологического присоединения потребителя, даже если последний для целей энергоснабжения использует собственную генерацию. Для электросетевой компании это — объективно дополнительные затраты. В довершении ко всему, большая доля промышленных энергоцентров может быть слишком чувствительна для режимов работы ЕНЭС.

Для решения этой задачи АО «СО ЕЭС» совместно с Группой компаний «НТЦ ЕЭС» разработана модель активных энергетических комплексов, которая в 2020 г. перешла «под крыло» Минэнерго России, став одним из направлений цифровой трансформации отрасли — частью ведомственного проекта «Единая техническая политика — надёжность электроснабжения».

По мнению директора по энергетическим рынкам АО «СО ЕЭС» Андрея Катаева, Системный оператор является ключевым участником пилотного проекта по созданию АЭК — к сфере его ответственности отнесены вопросы организационно-технического сопровождения проекта, а также формирования и ведения реестра пилотных площадок. Контроль прохождения пилотного проекта будет осуществляться Минэнерго России. Отбор участников проведёт специально созданная комиссия на основании поданных заявок.

Цель пилотного проекта — отработать технические, юридические и экономические аспекты влияния активных энергетических комплексов на розничные рынки электроэнергии. В частности, в ходе его реализации будет сформирована правовая и экономическая система взаимодействия участников АЭК, выявлены возможные нормативные

В РЯДЕ СТРАН В ПОСЛЕДНЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ РАЗРАБАТЫВАЮТСЯ ПОДОБНЫЕ КОНЦЕПЦИИ, ОБЪЕДИНЁННЫЕ ОБЩИМ ТЕРМИНОМ MICROGRID.

ограничения и административные барьеры, препятствующие реализации модели, а также апробированы инновационные решения, обеспечивающие достижение целевой модели АЭК.

Что такое АЭК?

АЭК — функционирующие в составе ЕЭС России электростанция и энергопринимающие устройства (ЭПУ) промышленных потребителей, в отношении которых выполняются следующие условия:

1 Только один из объектов АЭК присоединяется к электрическим сетям общего пользования территориальной сетевой организации (ТСК). Причём, не важно через какой объект осуществляется связь. Это может быть и потребитель, и объект

генерации. Выполнение этого условия необходимо для того, чтобы исключить ненужные «транзиты» по сети АЭК.

2 Объекты АЭК связываются между собой электрическими связями через объекты электросетевого хозяйства, не принадлежащие ТСК. Это условие предусмотрено специально, поскольку, как только в микроэнергосистеме возникает сетевая организация, появляется и сетевой тариф, и тем самым рушится сама экономическая основа АЭК в виде свободного ценообразования.

3 Переток по связи с внешней энергосистемой ограничен и строго контролируется. Для регулирования производства и потребления электрической энергии (мощности) в АЭК используются современные технические цифровые решения — управляемые интеллектуальные соединения (УИС).

По своей сути активный энергетический комплекс является микроэнергосистемой, состоящей из собственной генерации, собственной сетевой инфраструктуры и собственных промышленных потребителей. Весь этот комплекс управляется цифровой надстройкой системы управления — программно-аппаратным комплексом УИС, посредством которого осуществляется автоматическое регулирование производства и потребления электроэнергии внутри комплекса, а также технологическое взаимодействие с сетью общего пользования.

Для целей пилотного проекта нормативно установлено, что все субъекты АЭК являются

участниками розничного рынка и, следовательно, на них распространяются его правила. Из указанных соображений суммарная установленная мощность генерирующих установок АЭК, согласно Постановлению Правительства, не должна превышать 25 МВт.

Разрешённая мощность

Одним из важнейших нововведений проекта является понятие разрешённой мощности. Оно существенно отличается от понятия максимальной мощности, которую объекты АЭК заявляют при технологическом присоединении к сети. Разрешённая мощность — индивидуально устанавливаемая договорная величина, в пределах которой сетевая компания обязуется поддерживать сетевую инфраструктуру для целей энергоснабжения конкретного объекта

СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК ОДНОГО АЭК НЕ ДОЛЖНА ПРЕВЫШАТЬ 25 МВТ.

в составе АЭК. Выгода электросетевой организации очевидна: она должна содержать сети на величину меньшую, чем максимальная мощность технологического присоединения потребителя, получая при этом гарантированный платёжеспособный спрос с его стороны.

Сумма разрешённых мощностей всех объектов АЭК составляет разрешённую мощность самого

АЭК. Она может быть существенно ниже совокупной мощности ЭПУ потребителей и генерации. Внешняя сеть обязана соответствовать именно этой разрешённой мощности. При превышении разрешённой мощности свыше установленного лимита времени АЭК отключается от сети общего пользования автоматикой УИС.

Расчёты между субъектами АЭК и внешними инфраструктурными организациями

Проекты АЭК реализуются на основе не общепринятых тарифных методик, а по альтернативной модели расчёта электросетевой организации. Потребитель в рамках АЭК может выбрать один из двух вариантов оплаты передачи электроэнергии:

Субъекты АЭК могут выбрать один из двух вариантов оплаты услуг по передаче электрической энергии, оплачиваемых по ставке, отражающей удельную величину расходов на содержание электрических сетей.

Вариант А

- MIN {
- Фактически потребленная мощность
 - Фиксированная разрешенная мощность, которая устанавливается индивидуально для каждого субъекта

! На период реализации пилотного проекта разрешенная мощность каждого объекта АЭК не должна быть меньше максимальной мощности до вступления в проект, указанной в документах о тех.присоединении

	МВт	Потр. 1	Потр. 2
Макс. мощность до АЭК	5	5	5
Макс. мощность в АЭК	10	10	10
Разрешенная мощность	6	6	6
Фактическое потребление	8	4	4
Договор с генератором	7	7	7
ИТОГО плата сетям: без АЭК		8	4
в АЭК		6	4

Вариант Б

- Фактически потребленная мощность — MIN {
- Мощность, обеспеченная выработкой генерации АЭК в отношении потребителя
- Почасовой договорной объем между потребителем и генерацией АЭК
 - Фактический почасовой объем выработки, распределенный по всем договорам генератора пропорционально договорным объемам
 - Фактический почасовой объем потребления электрической энергии, распределенный по всем договорам потребителя

	МВт	Потр. 1	Потр. 2
Макс. мощность до АЭК	5	5	5
Макс. мощность в АЭК	10	10	10
Разрешенная мощность	6	6	6
Фактическое потребление	8	4	4
Договор с генератором	7	7	7
ИТОГО плата сетям: без АЭК		8	4
в АЭК		1	0

Рисунок 2. Принципы расчётов с сетевой организацией

Вариант А

Услуги по передаче электрической энергии подлежат оплате субъектом АЭК в размере, равном минимальному значению из следующих величин:

→ объём услуг по передаче электрической энергии;

→ величина Разрешённой мощности.

При этом Разрешённая мощность каждого субъекта АЭК должна быть не меньше максимальной мощности его ЭПУ до вступления в пилотный проект.

Вариант В

Услуги по передаче электрической энергии подлежат оплате субъектом АЭК только в части объёмов электрической энергии, не обеспеченных выработкой электростанции АЭК. При этом разрешённая мощность каждого субъекта АЭК может быть существенно меньше максимальной мощности его энергопринимающих устройств.

В первом варианте оплачивается только фиксированная величина разрешённой мощности, которая устанавливается индивидуально для каждого объекта АЭК. Справедливости ради следует отметить, что для пилотной фазы на момент начала внедрения АЭК на конкретной площадке разрешённая мощность объекта АЭК соответствует его максимальной мощности, фигурирующей в документах о технологическом присоединении до начала пилотного проекта. Данный подход применим для уже действующих сформированных промышленных площадок, предусматривающих значительное расширение потребления электроэнергии в будущем, обеспечение энергоснабжения которого из внешней сети требует больших финансовых или временных затрат.

Таблица 1. Эффекты от внедрения АЭК

ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	ДЛЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
Снижение затрат на электроснабжение за счёт изменения подхода к оплате услуг по передаче электрической энергии.	Предсказуемый спрос как фактор высокой эффективности использования установленных мощностей.
Рост конкурентоспособности как следствие снижения себестоимости производства.	Оптимизация операционных расходов за счёт синхронизации работы объектов потребителя и производителя.
Сокращение сроков присоединения новой нагрузки.	Возможность увеличения отпускной цены на электроэнергию для конечного потребителя.
Гибкие договорные условия в отношениях с производителем электрической энергии.	Возможность увеличения загрузки оборудования за счёт присоединения новых потребителей.

Во втором варианте оплата происходит только за объём электроэнергии, «поставленный из сети». Фактически потребитель оплачивает разницу между собственным объёмом потреблённой электроэнергии, зафиксированном на счётчике потребителя, и объёмом электроэнергии, который обеспечен энергоцентром АЭК. Данный подход привлекателен для любых площадок, даже если в ближайшей перспективе не предвидится существенного прироста нагрузки. Инвестиционным площадкам, например индустриальным паркам, данный вариант также подходит.

Потребители АЭК должны выбрать, какой вариант оплаты услуг по передаче потребляемой ими электроэнергии наиболее выгоден. Внутри одного АЭК может быть принят только один способ оплаты, то есть потребители должны договориться между собой, по какой схеме они будут рассчитываться с сетевой компанией, достигая, таким образом, экономии, за счёт которой могут развивать свои профильные производства.

Для перехода на новый принцип оплаты субъект АЭК обязан заявить величину разрешённой мощности до начала проекта. Заявленные параметры строго контролируются специальной автоматикой УИС в течение всего проекта. При систематических нарушениях заявленных параметров АЭК может быть исключён из состава участников пилотного проекта.

Экономика АЭК

Экономика активных энергокомплексов строится на следующих основных принципах:

→ потребители могут перестать платить ставку за содержание сетей общего пользования в объёме, который покрывается генерацией АЭК, но взамен этого в случае возникновения каких-то проблем они должны быть готовы к отключению вместе с генерацией от сети общего пользования и переходу на изолированную работу;

→ АЭК позволяет использовать один объект генерации на несколько потребителей и за счёт эффекта масштаба



Показатели для одного из потенциальных пилотных проектов в УрФО

Для потребителей АЭК

Стоимость электроэнергии

Не менее, чем на 30%
ниже текущей стоимости з/э от сети *

Стоимость тепловой энергии

944 руб./Гкал (без НДС)
(ниже себестоимости производства
на собственной котельной потребителя)

Для инвесторов в строительство ТЭЦ при реализации схемы АЭК

Сценарий роста нагрузок	NPV	DPB	IRR	Доходность на собств. капитал **
Пессимистичный	3,3 млн руб.	9 лет	14,9 %	26 %
Умеренный	135,1 млн руб.	8 лет	19,1 %	39 %
Оптимистичный	131,5 млн руб.	8 лет	18,5 %	37 %

* Точный размер скидки на энергетические ресурсы для потребителей определяется после детального моделирования проекта и закрепления взаимных обязательств сторон

** При доле собственного капитала инвестора – 30% от необходимых инвестиций и остальные 70% заемного капитала под 13% годовых

Рисунок 3. Модельные финансовые показатели

сократить издержки на производство электрической энергии.

Очевидно, что экономический эффект модели АЭК основан на изменении принципа оплаты электрической энергии и мощности.

Эффекты от внедрения АЭК приведены в таблице 1.

Расчёты при разработке пилотного проекта показали, что для потребителей АЭК стоимость электроэнергии будет на 30% ниже текущей стоимости электроэнергии, получаемой из внешней сети. Для инвесторов в строительство объекта генерации при реализации схемы АЭК доходность на собственный капитал, в зависимости от сценария роста нагрузок, за 8 лет может достигать 37%, при средневзвешенной стоимо-

сти инвестиционного капитала 14,6%.

Цифровая составляющая

По мнению директора по развитию и продвижению новых продуктов АО «НТЦ ЕЭС Группа компаний» Алексея Синельникова, основное условие, которое делает возможным получение экономического эффекта, заключается в использовании Управляемого интеллектуального соединения, с помощью которого возможно сбалансировать производство электроэнергии внутри микроэнергосистемы с одной стороны, и с другой стороны обеспечить наименьшую цену для потребителей АЭК. Одной из важных функций УИС является прогнозирование и последующее исполнение графика загрузки генерирующих

мощностей АЭК и связи с внешней энергосистемой. В часы, когда стоимость энергии из внешней сети относительно невысока, УИС может больше загрузить электрическую связь с внешней сетью и наоборот — в часы наиболее дорогой «внешней» электроэнергии УИС будет максимально использовать собственную генерацию АЭК.

УИС — это программно-аппаратный комплекс, который обеспечивает две группы функций: технологические и (условно) коммерческие. Все функции данных групп (таблица 2) являются необходимыми и достаточными для реализации УИС в соответствии с требованиями, которые разрабатываются АО «СО ЕЭС» и Министерством энергетики Российской Федерации.

Группа «Технологическое управление» — это функции, реализуемые в программно-аппаратном комплексе так называемого нижнего уровня, который предполагает выработку и реализацию управляющих воздействий на генерирующие установки и коммутационные аппараты в реальном времени. Данный функционал будет одинаков для всех УИС вне зависимости от производителя, изменения не допускаются.

Функциональный набор **«Экономика, коммерция и интерфейс пользователей»** также жёстко фиксирован, однако, в отличие от группы «Технологическое управление», реализация каких-то конкретных функций может меняться под условия функционирования АЭК.

Постановление Правительства РФ № 320 определяет достаточно большой список функциональных требований, которые устанавливаются одинаково для всех управляемых интеллектуальных соединений. К примеру:

Требования к быстродействию — превышение разрешённой мощности АЭК допускается не более 10–30 с. За это время внешние перетоки мощности АЭК необходимо отрегулировать с минимально возможным объёмом отключения нагрузки, а при наличии достаточного регулировочного диапазона генерирующих установок — с нулевым. Данное требование достижимо только при достаточном быстродействии УИС.

Требования к надёжности — экономический эффект АЭК, обеспечиваемый управляемым ограничением внешних перетоков мощности при рабо-

Таблица 2. Функции программно-аппаратного комплекса УИС

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ	ЭКОНОМИКА, КОММЕРЦИЯ И ИНТЕРФЕЙС ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ
Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности АЭК.	Прогноз профилей потребления и цен розничного рынка электроэнергии.
Автоматическое отключение и включение нагрузки и генераторов АЭК.	Оптимизация почасовых договорных объёмов продажи электроэнергии и корректировка договоров купли-продажи между субъектами АЭК.
Автоматическое выделение АЭК на изолированную работу при снижении частоты в электроэнергетической системе.	Экономическая оптимизация загрузки генерирующих установок.
Автоматическое отключение и включение линий связи АЭК с внешней электроэнергетической системой.	Расчёт объёма оказанных услуг по передаче электроэнергии.
Автоматическая синхронизация с внешней электроэнергетической системой.	Направление актов оказанных услуг в электронной форме сетевой организации и гарантирующему поставщику.
	Пользовательский интерфейс.

**УИС ПОЗВОЛЯЕТ
ПРОГНОЗИРОВАТЬ,
ОПТИМИЗИРОВАТЬ
И РЕАЛИЗОВАТЬ
ВЗАИМООТНОШЕНИЯ
АЭК С СЕТЕВОЙ
ОРГАНИЗАЦИЕЙ,
ВЗАИМООТНОШЕНИЯ
МЕЖДУ
ПОТРЕБИТЕЛЯМИ
ВНУТРИ АЭК
И ГЕНЕРАЦИЕЙ.**

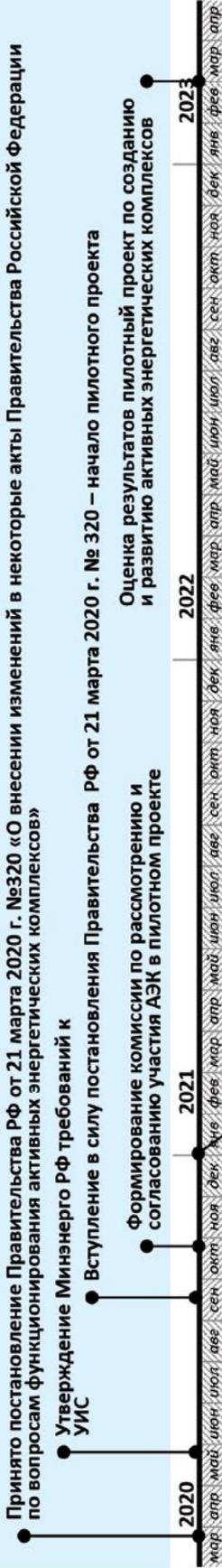
тоспособном состоянии УИС, может принять отрицательное значение из-за издержек потребителей, связанных с недоотпуском электрической энергии, при отказах системы, что определяет повышенные требования к надёжности УИС.

Требования к защите информации — УИС относится к объектам критической информационной инфраструктуры, так как управляют мощностью электростанций. УИС передают данные по WAN, что значительно повышает эргономичность системы. Совокупность этих факторов является причиной повышенных требований к защите информации УИС.

Выводы

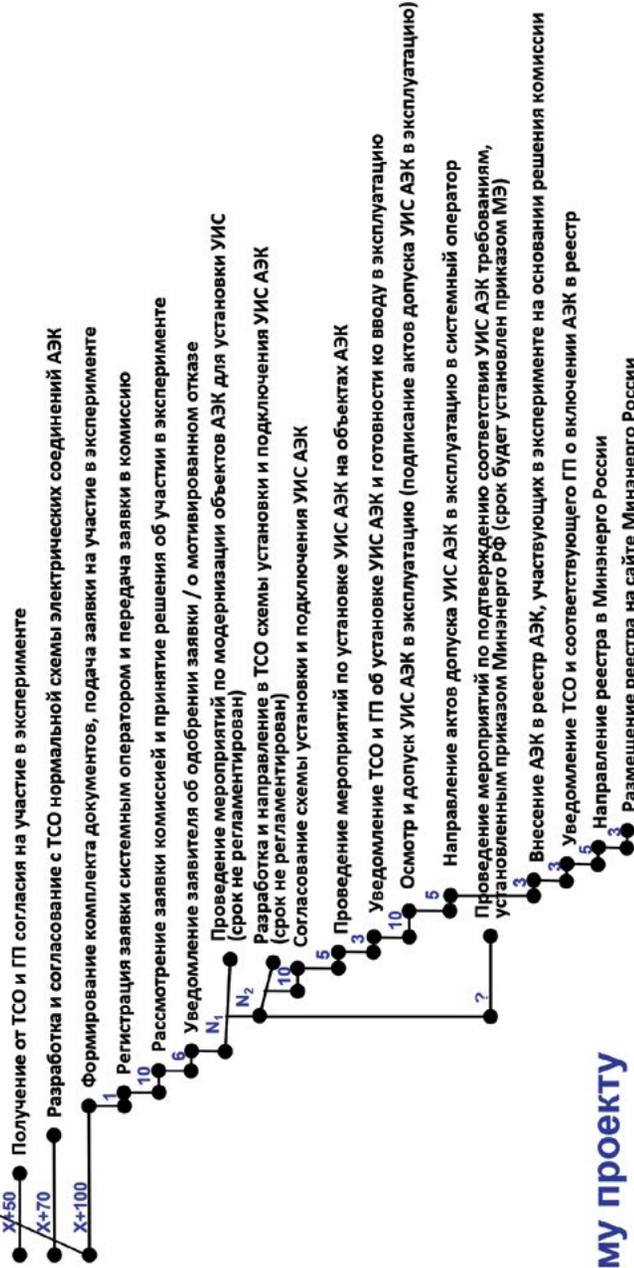
С внедрением АЭК существующая сегодня на розничных рынках электроэнергии система правоотношений не меняется, но добавляется такая величина, как разрешённая мощность. Кроме того, Постановление № 320 вносит изменения в правила розничного рынка в части условий создания и функционирования АЭК на период проведения пилотного проекта, также вносятся изменения в основы

Правовое обеспечение



Оценка целесообразности участия, подготовка ТЭО и обоснований со стороны потенциальных АЭК. Подготовка необходимых документов.

Открытая дата X - Оформление согласия субъектов АЭК на участие в эксперименте. Определение лица, уполномоченного на подачу заявки на участие в эксперименте от имени субъектов АЭК



Действия по пилотному проекту

Рисунок 2. График пилотного проекта

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ФУНДАМЕНТ ДЛЯ ЗАПУСКА И РЕАЛИЗАЦИИ АКТИВНЫХ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ

- 21.03.2020 г. Постановление Правительства РФ от 21.03.2020 г. № 320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов»**
П. 1 изменений: Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии дополнить приложением 5 «Условия создания, функционирования и развития активных энергетических комплексов»
- 20.01.2020 г. Ведомственный проект Министерства энергетики Российской Федерации — «Единая техническая политика — надежность электроснабжения» (обновлен 20.01.2020 г.)**
П. 3.8: «Создание активных энергетических комплексов как формы взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии на основе цифровых технологий»
- 28.04.2018 г. Распоряжение Правительства РФ от 28.04.2018 г. № 830-р — Дорожная карта Энерджинет**
П. 1: «Определение условий реализации пилотного проекта по созданию и развитию активных энергетических комплексов. Определение площадок для реализации пилотного проекта...»

ценообразования в электроэнергетике и правила недискриминационного доступа к сетевой инфраструктуре.

Постановление вступает в силу в октябре 2020 г. С этого момента начнётся приём заявок от потенциальных участников АЭК. До этого времени будут утверждены требования к УИС и проведена разъяснительная работа с потенциальными участниками. В 2023 г. правительство РФ должно принять решение о целесообразности перехода пилотного проекта в формат целевой модели. После этого для участников все условия нормативного регулирования, действующие на момент старта «пилота», сохранятся до окончания — до 2030 г.

Для того, чтобы стать участником пилотного проекта, потенциальные субъекты

активного энергетического комплекса должны будут выполнить ряд мероприятий, в том числе установить у себя УИС, ввести его в эксплуатацию. Заявки на участие в можно будет подавать уже в конце октября — начале ноября текущего года. После подачи заявки у субъекта АЭК будет ещё три месяца для принятия окончательного решения о своём участии.

Следующий этап (после выхода Постановления Правительства РФ № 320) — утверждение Минэнерго требований к УИС. В соответствии с постановлением и дорожной картой «Энерджинет», в рамках которой разрабатывался и реализуется пилотный проект, это должно произойти в мае 2020 г.

В соответствии с постановлением совокупная мощность ге-

нерирующих установок в рамках пилотного проекта не должна превышать 250 МВт. На сегодня таким регионом для включения в пилотный проект является Челябинская область, где уже несколько промышленных площадок заявили о желании получить статус АЭК. Однако ситуация меняется буквально ежедневно.

Как утверждает руководитель направления отраслевой экспертизы АО «НТЦ ЕЭС Управление энергоснабжением» Евгения Смирнова, организаторы проекта (которые заинтересованы в оптимизации своих издержек) ожидают, что в первые годы реализации пилотного проекта в него активно включатся площадки с уже существующими объектами распределённой генерации. ?