

УДК 621.316.11

ПРИНЦИПЫ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ЗАРЯДКИ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ ОТ ЭЛЕКТРОЗАРЯДНЫХ СТАНЦИЙ, ИНТЕГРИРОВАННЫХ В ДЕЙСТВУЮЩИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ И МНОГОКВАРТИРНЫХ ЖИЛЫХ ДОМОВ

Л.К. Осика¹

Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Россия, 111250, г. Москва, Красноказарменная, 14, стр. 1

E-mail: osikalk@yandex.ru

Аннотация. Рассматриваются рыночные и технологические возможности решения проблемы обеспечения легковых электромобилей электрозаправочным сервисом с помощью установки электрозарядных станций в уже построенных и эксплуатируемых многоквартирных жилых домах и общественных зданиях. Анализируется способ определения располагаемой мощности зарядки в зависимости от договорных ограничений на розничном рынке электроэнергии (мощности) и схемно-режимных условий в точке подключения станции к системе электроснабжения. Разработаны стратегии и принципы алгоритмизирования технологического управления зарядкой электромобилей в условиях дефицита мощности. Сделан вывод, что прогноз располагаемой мощности зарядки целесообразно осуществлять с помощью одного из алгоритмов, основанных на теории искусственных нейронных сетей, с обучающей информацией в виде ретроспективных временных рядов нагрузки системы электроснабжения, внешних погодных условий и наличия (отсутствия) централизованного отопления и горячего водоснабжения. Хорошие перспективы имеют также эвристические методы прогноза.

Ключевые слова: электромобиль, электрозаправочная станция, многоквартирный дом, общественное здание, система электроснабжения, время зарядки электромобиля, скорость зарядки электромобиля, располагаемая мощность для зарядки электромобиля, интеллектуальный прибор учета, погрешность измерения электроэнергии.

Введение

В связи с увеличением парка легковых электромобилей (ЛЭМ) возникают проблемы обеспечения их доступной зарядной инфраструктурой. В ряде случаев ограничения, накладываемые такой инфраструктурой, в том числе в отношении свободы перемещения, могут служить отрицательными факторами при анализе потенциальными покупателями целесообразности покупки ЛЭМ.



© Автор(ы), 2025

¹ Лев Константинович Осика, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электроэнергетических систем.

Помимо стоимости собственно электрозарядного сервиса, зависящего как от цены на электроэнергию, так и от цены электрозарядной станции (ЭЗС) и затрат на ее эксплуатацию, большое значение имеет также месторасположение ЭЗС, которое должно отвечать требованиям ГОСТ Р МЭК 61851-1-2013¹ и ГОСТ Р 50571.7.722-2017/МЭК 60364-7-722:2015².

Не вызывает сомнений, что наиболее привлекательной для владельцев ЛЭМ является установка ЭЗС непосредственно в местах парковки, и данное обстоятельство служит основным преимуществом ЛЭМ перед автомобилями на органическом топливе. Это связано с заправкой последних только на автозаправочных станциях (АЗС), которые могут располагаться вдали от оптимальных маршрутов автомобилистов, с простаиванием в очередях на АЗС и с дополнительными затратами времени и средств, обусловленными особенностями услуги наполнения баков органическим топливом.

Обычно владелец ЛЭМ паркует его в месте своего проживания и вблизи места работы. В мегаполисах местом проживания подавляющего числа жителей являются многоквартирные жилые дома (МКД), а местом работы – общественные (офисные) здания (ОЗ). Кроме того, актуальны парковки с заправочным сервисом вблизи ресторанов, торгово-развлекательных центров и других зданий похожего назначения. Расположение парковки и заправки ЛЭМ вблизи последних, а также вблизи промышленных предприятий в данной статье не рассматривается ввиду меньших ограничений по располагаемой мощности систем электроснабжения таких ЭЗС.

Очевидно, потребитель услуги по зарядке ЛЭМ в МКД (ОЗ) желает и должен получать ее по принципу plug and play («подключись и пользуйся»). Это возможно только при определенных структурных свойствах самой внутренней системы электроснабжения (СЭС) здания³ и финансово-технологических условиях работы соответствующего юридического лица на розничном рынке электроэнергии (мощности) (РРЭМ), определяемых договором с гарантирующим поставщиком (ГП) или с энергосбытовой организацией (ЭСО), и в ряде случаев также договором с электросетевой компанией⁴.

Наилучшим решением проблемы было бы проектирование ЭЗС непосредственно при разработке проектной и рабочей документации строительства МКД или ОЗ (далее – объектов) с учетом расчетной мощности станций в составе СЭС, являющейся одной из систем инженерно-технического обеспечения объекта капитального строительства. При этом следует исходить из динамики роста парка ЛЭМ в городе и среднего ожидаемого числа подключаемых ЛЭМ на конкретном объекте, что требует введения региональных нормативов, регламентирующих

¹ ГОСТ Р МЭК 61851-1-2013. Система токопроводящей зарядки электромобилей. Часть 1. Общие требования.

² ГОСТ Р 50571.7.722-2017/МЭК 60364-7-722:2015. Электроустановки низковольтные. Часть 7-722. Требования к специальным электроустановкам или местам их расположения. Источники питания для электромобилей.

³ Терминология принята по ГОСТ Р 56536-2015. Услуги жилищно-коммунального хозяйства и управления многоквартирными домами. Услуги содержания внутридомовых систем электроснабжения многоквартирных домов. Общие требования.

⁴ В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (ПП № 442).

мощность первоначально устанавливаемой ЭЗС с некоторым расчетным запасом для ее расширения.

Однако в отсутствие такой практики и при наличии подходящих помещений во множестве существующих МКД и ОЗ приходится принимать паллиативные решения по установке электрозаправочного оборудования на объектах, зависящие от многих специфических факторов (ограничений) и требующие зачастую решения достаточно сложных задач управления процессами зарядки ЛЭМ.

Целью данной статьи является исследование вышеупомянутых факторов и подходов к их учету, а также формулировка принципов решения проблемы зарядки ЛЭМ в существующих СЭС, в составе которых ЭЗС не были предусмотрены первоначальными проектами.

Данные принципы охватывают следующие области:

- рыночно-договорные отношения;
- технические особенности существующих СЭС в МКД и ОЗ;
- прогноз нагрузки СЭС и возможности подключения ЛЭМ с аккумуляторами различных типов;
- информационное обеспечение прогноза, включая метрологические проблемы, связанные с применяемыми средствами измерения активной мощности;
- система двухуровневую управления зарядкой ЛЭМ.

Общие сведения об ЭЗС, доступных для установки в МКД и ОЗ

Как известно [1], существует три основных типа устройств зарядки электромобилей – быстрая/сверхбыстрая, средняя и медленная (по европейской и североамериканской терминологии). Они различаются выходной мощностью (в кВт) и, следовательно, скоростью зарядки, доступной для конкретного ЛЭМ. Для каждого типа ЭЗС предусмотрен соответствующий набор разъемов [1] согласно выбранному стандарту, предназначенных для использования с малой или большой мощностью, включая разъемы для зарядки переменным или постоянным током¹. В настоящее время ЭЗС всех типов либо выпускаются электротехнической промышленностью России, либо доступны для импорта из Китая и других стран.

Мощность устройства определяет собой также максимально доступную скорость зарядки, в то же время автоматика ЛЭМ будет снижать скорость зарядки по мере того, как его аккумуляторная батарея (АБ) приближается к полному заряду. В технической документации часто указывается время зарядки до 80 % емкости АБ ЛЭМ, после чего скорость зарядки значительно снижается. На практике потребители также заряжают ЛЭМ максимум до 80 % емкости АБ.

ЭЗС *быстрой и сверхбыстрой скорости зарядки (Rapid)* обеспечивают:

- быструю зарядку мощностью 50 кВт на постоянном токе или мощностью 40 кВт и более на переменном токе на одном из возможных типов разъемов выбранного стандарта;

¹ ГК «Россети». СТО 34.01-8.1-001-2021. Электрозарядные станции для электромобилей. Общие технические требования на электрозарядные станции постоянного тока. См. также международные стандарты: IEC 61851-23:2023. Electric vehicle conductive charging system – Part 23: DC electric vehicle supply equipment; IEC 61851-24:2023. Electric vehicle conductive charging system – Part 24: Digital communication between a DC EV supply equipment and an electric vehicle for control of DC charging.

– сверхбыструю зарядку постоянным током мощностью 100 кВт и более (в настоящее время до 350 кВт) на одном из возможных типов разъемов выбранного стандарта.

В зависимости от модели ЛЭМ можно зарядить до 80 % всего за 20 мин, хотя в среднем новый ЛЭМ требует для завершения процесса около часа при применении быстрой зарядки мощностью 50 кВт.

Сверхбыстрые зарядные устройства постоянного тока обеспечивают мощность зарядки 100 кВт и более. Обычный ряд мощностей – 100 кВт, 150 кВт или 350 кВт, хотя возможны и другие значения номинальной мощности (скорости зарядки) между этими значениями. При мощности ЭЗС 100 кВт время зарядки составляет 20–40 мин даже при большой емкости АБ.

ЭЗС средней скорости зарядки (Fast) обеспечивают:

– зарядку мощностью, как правило, 7 или 22 кВт на одном из возможных типов разъемов выбранного стандарта;

– зарядку мощностью 11 кВт для ЛЭМ марки Tesla Destination.

подавляющее большинство быстрых зарядных устройств предназначены для зарядки переменным током, хотя в некоторых сетях устанавливаются зарядные устройства постоянного тока мощностью 25 кВт с разъемами стандартов CCS или CHAdeMO.

Время зарядки ЛЭМ зависит от допустимой скорости зарядки (мощности) ЭЗС и ЛЭМ. Так, ЭЗС мощностью 7 кВт зарядит ЛЭМ с АБ емкостью 40 кВт·ч за 4–6 часов, а зарядное устройство мощностью 22 кВт – за 1–2 часа. Скорость зарядки при использовании быстрого зарядного устройства будет зависеть от бортового зарядного устройства ЛЭМ, при этом не все модели могут принимать мощность 7 кВт или более.

Среднескоростные ЭЗС, как правило, устанавливаются на автостоянках супермаркетов или развлекательных центров, где ЛЭМ чаще всего паркуются в течение часа или более.

ЭЗС медленной скорости зарядки (Slow) имеют мощность устройства 3–6 кВт на одном из допустимых типов разъемов выбранного стандарта.

Медленная зарядка осуществляется от устройств мощностью от 2,3 кВт до 6 кВт, причем наиболее распространенные медленные ЭЗС рассчитаны на 3,6 кВт (16 А). Встречаются ЭЗС и номинальной мощностью 3 кВт, а также 5,5 кВт (сопряженные с электрическими цепями опор освещения).

Время зарядки зависит от зарядного устройства и заряжаемого ЛЭМ. Полная зарядка устройства мощностью 3 кВт обычно занимает от 6 до 12 часов. Медленная зарядка – очень распространенный вид зарядки ЛЭМ, припаркованных на автостоянках в течение ночи или в течение рабочего дня. Поэтому следует ожидать их широкого распространения в СЭС МКД и ОЗ.

Следует принять во внимание, что предлагаемые в настоящее время на рынке ЭЗС конструктивно выполнены так, что к ним предусмотрено подключение как одного, так и нескольких ЛЭМ. Шкафы с оборудованием для зарядки выпускаются производителями настенного или напольного исполнения. В МКД и ОЗ в общем случае могут быть установлены несколько конструктивно независимых ЭЗС (шкафов). Как правило, вводные устройства СЭС, их кабели и шины спроектированы с некоторым запасом по мощности, вполне достаточном для оказания услуг по зарядке ЛЭМ при нынешней ситуации с их числом, приходящимся в среднем на один МКД (на одно ОЗ).

Рыночно-договорные ограничения при зарядке ЛЭМ в СЭС МКД и ОЗ

В настоящее время с данными ограничениями наиболее часто сталкиваются предприниматели, организующие бизнес по заправке ЛЭМ в МКД и ОЗ. Это происходит потому, что успешность их деятельности определяется имеющимися возможностями покупки электрической энергии (мощности) собственником здания на розничном рынке электроэнергии и мощности (РРЭМ) в объеме, достаточном для обеспечения электрической энергией (мощностью) текущей нагрузки (без учета потребления ЛЭМ), а также дополнительной нагрузки заряжающихся ЛЭМ в течение всего необходимого времени зарядки.

При этом в данной статье предполагается, что максимальная мощность энергопринимающих устройств $P_{\text{МД}}$, указанная в договоре на технологическое присоединение объекта, не изменяется при установке ЭЗС, то есть новая процедура технологического присоединения согласно действующему законодательству¹ не требуется. Также предполагается, что не изменяются условия договора купли-продажи (энергоснабжения) в части оплаты поставляемой ЭСО электрической энергии и мощности и договора оказания услуг по передаче электроэнергии (в случае его наличия)².

Корректность такого допущения обуславливается невысокой долей требуемой мощности ЭЗС относительно $P_{\text{МД}}$, во всяком случае в настоящее время, когда число ЛЭМ в МКД составляет в лучшем случае несколько единиц. Кроме того, коэффициенты неравномерности и заполнения суточного графика нагрузки МКД достаточно низки, а потребление объекта в ночные часы позволяет потенциально подключать к СЭС зарядные устройства мощностью до 80–85 % $P_{\text{МД}}$ ³.

Очевидно, рыночно-договорные ограничения исчезают, если договоры на поставку электроэнергии (мощности) и договоры на оказание услуг электросетевой компании уже учитывают наличие потребления электроустановок ЭЗС в полном объеме. Тем не менее эти ограничения появляются при расширении бизнеса по оказанию услуг зарядки ЛЭМ и сопутствующем увеличении числа и мощности конструктивно несвязанных ЭЗС.

Собственнику МКД (ОЗ) и владельцу ЭЗС необходимо иметь в виду, что при расчетах за потребленную электроэнергию по 3–6-й ценовым категориям (ПП № 442) фактический объем мощности, поставленной в расчетном периоде ГП, определяется как среднее арифметическое значение фактических почасовых объ-

¹ Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам коммерческого оператора оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям» (далее – ПП № 861).

² В договоре на оказание услуг электросетевой организацией также указывается величина максимальной мощности электропринимающих устройств $P_{\text{МД}}$.

³ ДГП 18-05-Р. Методика расчета электрических нагрузок многоквартирных домов / Утверждена заместителем Мэра Москвы в Правительстве Москвы по вопросам градостроительной политики и строительства А.Ю. Бочкаревым 30 декабря 2020 г. (URL: <https://mtsk.mos.ru/documents/42807/>).

емов электрической энергии, поставленной в рабочие дни в часы пиковой нагрузки, что определяется коммерческим оператором оптового рынка в отношении этого ГП. Расчеты за потребленную мощность с ЭСО осуществляются согласно заключенному с этой организацией договору, в котором также будут указаны часы пиковой нагрузки. Отсюда следует необходимость снижения среднечасовых мощностей в контрольные часы, в том числе и за счет уменьшения объема оказываемых услуг по зарядке ЛЭМ.

Технические ограничения при зарядке ЛЭМ в СЭС МКД и ОЗ

Как СЭС, так и сама ЭЭС представляют собой однородные энергетические хабы [2, 3] с входными потоками электрической энергии переменного тока напряжением 0,4 кВ. Выходные потоки ЭЭС – электрическая энергия либо постоянного, либо переменного тока в соответствии с типом станции. На рис. 1 приведена структурная схема подключения ЭЭС МКД (ОЗ) к СЭС.

Главным техническим сдерживающим фактором установки ЭЭС в подземных и наземных парковках МКД и ОЗ является, несомненно, обеспечение требуемой электрической энергией (мощностью) всех потребителей электрозаправочной услуги в нужные им промежутки времени в условиях существующих схемно-режимных свойств самой СЭС, влияющих на перетоки электроэнергии через точку подключения ЭЭС¹.

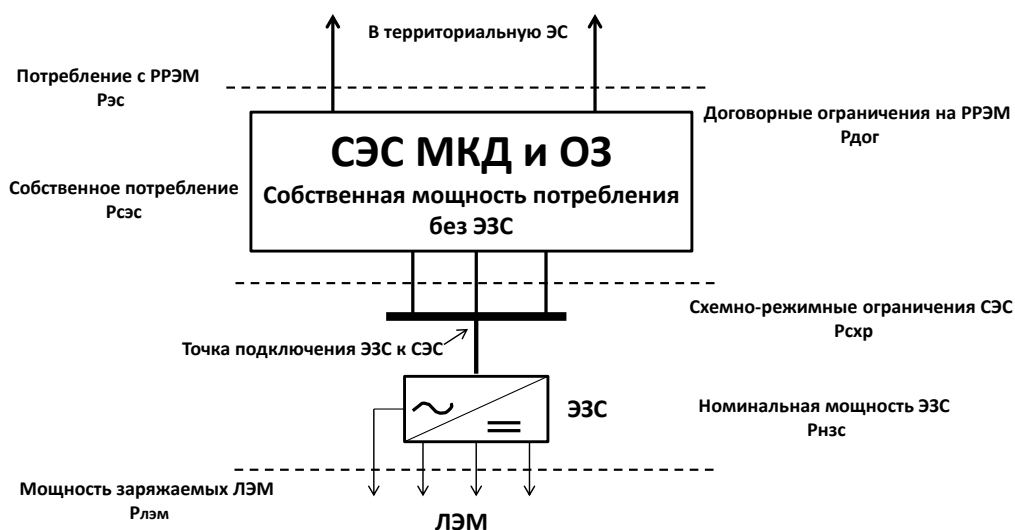


Рис. 1. Структурная схема подключения ЭЭС к ЭЭС МКД (ОЗ). ЭЭС может осуществлять зарядку ЛЭМ как на постоянном, так и на переменном токе

Обозначим ограничения потребляемой мощности из территориальной энергосистемы (ЭС) на границе с СЭС по условиям договора на технологическое присоединение как $P_{\text{дог}} = P_{\text{дог}}(t)$, внутренние схемно-режимные ограничения

¹ Наличие мест для напольной или навесной установки оборудования ЭЭС, как и наличие мест под трассы подходящих к ним электрических кабелей, служит гораздо менее значимым ограничением ввиду относительной малости требуемых площадей в условиях существующих объемно-планировочных решений.

СЭС по передаче мощности в точку подключения ЭЗС как $P_{\text{сxp}} = P_{\text{сxp}}(t)$, текущую мощность всех заряжаемых ЛЭМ – $P_{\text{лэм}} = P_{\text{лэм}}(t)$, текущую мощность i -го заряжаемого ЛЭМ – $P_{\text{лэм}i} = P_{\text{лэм}i}(t)$, максимальное число заряжаемых ЛЭМ по условиям конструкции НЗЭС – I , а номинальную мощность ЭЗС – $P_{\text{НЗЭС}}$.

Очевидно, что основным условием проектирования и эксплуатации ЭЗС является

$$\sum P_{\text{лэм}i} = P_{\text{лэм}} \leq P_{\text{НЗЭС}}.$$

Как правило, для СЭС выполняются также следующие условия:

$$P_{\text{дог}} = P_{\text{дог}}(t) = P_{\text{МД}} = \text{const};$$

$$P_{\text{сxp}} = P_{\text{сxp}}(t) = \text{const}.$$

Оценка $P_{\text{сxp}}$ осуществляется в процессе анализа режимов СЭС при выборе точки подключения ЭЗС. Проверяются ограничения по допустимому току, то есть нагреву, всех электротехнических устройств СЭС (трансформаторов, кабелей, проводов, шин), на которые оказывает влияние подключение ЭЗС с номинальной мощностью $P_{\text{НЗЭС}}$ и номинальной реактивной мощностью $Q_{\text{НЗЭС}}$. Если текущую собственную мощность потребления СЭС без ЭЗС обозначим $P_{\text{СЭС}} = P_{\text{СЭС}}(t)$, то

$$P_{\text{сxp}}(t) = f[P_{\text{СЭС}}(t), P_{\text{НЗЭС}}, Q_{\text{НЗЭС}}].$$

Поскольку заряд ЛЭМ происходит на постоянном токе, возможно, окажется необходимым принять меры по компенсации реактивной мощности, которая потребляется преобразователем переменного тока в постоянный (АС/DC), входящим в состав ЭЗС, или самими ЛЭМ, если преобразователи АС/DC являются конструктивными частями электромобиля.

Пусть мощность, покупаемая с РРЭМ собственником объекта в момент времени t из энергосистемы, будет $P_{\text{ЭС}} = P_{\text{ЭС}}(t)$, тогда должно иметь место следующее выражение:

$$P_{\text{рас}}(t) = P_{\text{ЭС}}(t) - P_{\text{СЭС}}(t) \geq P_{\text{лэм}}(t), \quad (1)$$

где $P_{\text{рас}}(t)$ – потенциально доступная (располагаемая) мощность для зарядки ЛЭМ в момент t , которая может быть больше, меньше или равна $P_{\text{НЗЭС}}$:

$$P_{\text{рас}}(t) = P_{\text{дог}} - P_{\text{СЭС}}(t) = P_{\text{МД}} - P_{\text{СЭС}}(t) \lesseqgtr P_{\text{НЗЭС}}.$$

Из (1) следует, что для принятия решения об *одновременном подключении любого числа однотипных ЛЭМ* (в общем случае от одного до I) с суммарной мощностью зарядки $P_{\text{лэм}}(t_0)$ в момент времени t_0 до момента окончания их зарядки T_3 необходимо осуществить прогноз $P_{\text{СЭС}}(t)$, или $P_{\text{рас}}(t)$, а также $P_{\text{лэм}}(t)$ в интервале $[t_0, T_3]$.

Если всюду на этом интервале

$$\{P_{\text{лэм}}(t) \leq P_{\text{рас}}(t)\} \wedge \{P_{\text{лэм}}(t) \leq P_{\text{сxp}}(t)\}, t_0 \leq t \leq T_3, \quad (2)$$

то зарядка ЛЭМ будет осуществлена в полном объеме без рыночно-договорных и технических ограничений. На практике к ЭЗС в произвольные моменты времени подключаются разнотипные ЛЭМ, поэтому мы имеем дело со случайной функцией $P_{\text{лэм}}(t)$, а также со случайными векторами $\mathbf{t}_0 = [t_{01} \dots t_{0I}]$, $\mathbf{T}_3 = [T_{31} \dots T_{3I}]$ и их разностью – периодами зарядки ЛЭМ, хаотически перекрывающимися друг друга:

$$\Delta \mathbf{t}^3 = \mathbf{t}_0 - \mathbf{T}_3.$$

При реализации прогноза в АСУ ЭЗС непрерывная переменная t заменяется ступенчатой переменной с выбранной дискретностью $\Delta t_{\text{ср}}$, зависящей от возможностей получения информации для прогноза потребления, которая, как пра-

вило, определяется дискретностью усреднения мощности в установленных в СЭС приборах учета (ПУ) электроэнергии $\Delta T_{\text{ПУ}}$:

$$\Delta t_{\text{уср}} = n \cdot \Delta T_{\text{ПУ}} (n = 1, 2, \dots).$$

Предлагаемые принципы решения сформулированной проблемы

Как следует из вышеизложенного, оценка осуществимости успешной зарядки некоторого числа ЭЛМ, подключаемых к ЭЗС в произвольные моменты времени, с длительностями зарядки, определяемыми их инструкциями по эксплуатации, может быть выполнена на основе решения трех следующих подзадач:

1) корректный прогноз потребления электроэнергии (мощности) собственными потребителями СЭС $P_{\text{СЭС}}(t)$ с учетом рыночно-договорных ограничений и особенностей сбора исходных данных;

2) прогноз потребления самих ЛЭМ $P_{\text{ЛЭМ}}(t)$ в условиях стохастичности потребляемой ансамблем ЛЭМ мощности и длительности зарядки, а также технические ограничения в точке подключения ЭЗС (шкафов с оборудованием);

3) создание релевантных алгоритмов технологического управления АСУ ЭЗС верхнего уровня (по отношению к системам управления отдельных единиц оборудования, к которым подключены ЛЭМ).

Прогноз $P_{\text{СЭС}}(t)$. С практической точки зрения для прогноза $P_{\text{СЭС}}(t)$ необходимо:

– выбрать метод прогноза дискретных временных рядов $P_{\text{СЭС}}(t)$ и реализовать его применительно к нагрузке МКД и ОЗ;

– организовать информационное обеспечение прогноза, включая данные в режиме онлайн, полученные от измерительных приборов учета электроэнергии (счетчиков), метеорологические факторы, данные о режиме централизованного теплоснабжения: включено ли отопление и/или горячее водоснабжение (ГВС), так как любой перерыв централизованного отопления при неблагоприятных погодных условиях или перерыв ГВС влечет за собой некоторое увеличение электрической нагрузки, вызванное включением жителями индивидуальных электронагревательных приборов.

Выбор метода прогноза. Прогноз потребления СЭС МКД и ОЗ в виде дискретных временных рядов с выбранным интервалом усреднения мощности не вызывает принципиальных методических трудностей и может быть осуществлен различными известными методами [4–11].

Следует отметить, что целью статьи не является выбор конкретной модели прогноза нагрузки МКД и ОЗ, чему посвящены многочисленные исследования [4, 6, 10]. Поэтому предполагается, что при конкретном проектировании верхнего уровня системы управления ЭЗС интегратор может воспользоваться любым проверенным на практике методом прогнозирования в соответствии с собственным опытом и предпочтениями.

В то же время отметим следующий факт: большинством специалистов [2–11] признано, что для целей прогноза временных рядов электрической нагрузки наиболее целесообразно применение нейросетевых технологий, наиболее соответствующих искусственному интеллекту (ИИ).

Нейросетевые модели, или семейство ANN, обладают высокой аппроксимирующей способностью, позволяют обрабатывать статистическую информацию и выполнять прогнозные оценки на базе широкого инструментария ИИ. Данные модели благодаря их свойствам могут успешно применяться для прогнозирования и имитационного моделирования поведения электротехнических систем

и комплексов различного назначения, включая СЭС МКД и ОЗ. ANN может быть использовано также для создания информационной системы, позволяющей формировать консенсус-прогноз в целях уточнения результатов задачи прогнозирования временных рядов [2, 3].

Однако именно для МКД и ОЗ может быть применен также следующий упрощенный эвристический метод. Дело в том, что часовые графики потребления электроэнергии этих объектов относительно статистически устойчивы в разрезе суток соответствующих дней недели, что объясняется постоянством состава, характером и поведением множества однородных потребителей [13]. Причем чем больше число таких потребителей в объекте, тем более статистически устойчивы графики¹. Кроме того, с достаточной степенью достоверности можно утверждать, что на данных потребителей все основные влияющие факторы, такие как температура наружного воздуха, сила ветра, влажность, наличие или отсутствие централизованного отопления и горячего водоснабжения, действуют примерно в одинаковой степени.

Повышение статистической устойчивости означает улучшение качества прогноза процесса. Известно также, что характеристики периодических процессов при прочих равных условиях обладают повышенной устойчивостью на более длительных интервалах времени. Поэтому, например, при планировании и контроле режимов электроэнергетических систем органами оперативно-диспетчерского управления используются 30-минутные и часовые интервалы, которым соответствуют и $\Delta T_{\text{пу}}$, требуемые на рынках электроэнергии (мощности).

Предлагается осуществлять прогноз $P_{\text{СЭС}}(t)$ на основании типовых графиков, полученных для типовых сезонов и типовых дней недели, в скользящем режиме, примерно так, как осуществляется прогноз диспетчерских графиков в секторе балансирующего рынка, то есть корректировать потребление будущих периодов актуального типового графика по текущему потреблению.

Так, если в текущем интервале ΔT_j типовая нагрузка СЭС равна $P_{\text{СЭС}}^{\text{тип}}(\Delta T_j)$, а текущая – $P_{\text{СЭС}}(\Delta T_j)$, то в прогнозном следующем интервале ΔT_{j+1} принимаем:

$$P_{\text{СЭС}}(\Delta T_{j+1}) = P_{\text{СЭС}}^{\text{тип}}(\Delta T_{j+1}) \cdot \frac{P_{\text{СЭС}}(\Delta T_j)}{P_{\text{СЭС}}^{\text{тип}}(\Delta T_j)}.$$

Информационное обеспечение прогноза нагрузки СЭС. В качестве исходной информации для прогноза потребления СЭС должны использоваться следующие виды исходных данных (ИД):

1) ретроспективные ИД – данные о релевантных временных рядах нагрузки прошлых аналогичных периодов, полученные с помощью интеллектуальных приборов учета (ИПУ) с выбранной дискретностью $\Delta t_{\text{уср}}$;

2) данные о потреблении текущих суток на выбранных временных интервалах с той же дискретностью, что и по п. 1, до начала периода прогноза;

3) ИД о метеорологических условиях (текущих и на период прогноза) – температуре, влажности, скорости ветра. Принимая во внимание характер нагрузки МКД и ОЗ, можно утверждать, что основное влияние на точность прогноза будет оказывать температура наружного воздуха;

¹ Боровский А.В., Юменчук А.А. Модель стохастической электрической нагрузки в жилом секторе с использованием плотности вероятности Вейбулла. Моделирование, оптимизация и информационные технологии. 2024; 12(4).

4) наличие или отсутствие проектного централизованного отопления и ГВС здания, так как включение или отключение индивидуальных электрических бойлеров в квартирах, а также электронагревателей влияет на прогноз электропотребления МКД в целом гораздо более существенно, чем изменение прочей нагрузки (освещение, бытовые приборы и пр.);

5) в случае централизованного теплоснабжения – состояние «включено»/«отключено» отопления и/или ГВС в периоде прогноза.

При применении метода ANN основной информационной проблемой прогноза является получение достаточного объема качественных ретроспективных данных о потреблении электроэнергии для обучения нейросети [5–10]. Эти данные могут быть получены только с помощью интеллектуальных ПУ (ИПУ), включенных или не включенных в интеллектуальную систему учета (ИСУ). В последнем случае данные снимаются «вручную». Поэтому если на вводных распределительных устройствах здания применены интегральные ПУ, их необходимо заменить на ИПУ, которые должны быть подключены к АСУ ЭЭС (SCADA). Выбор типа ИПУ¹ следует осуществлять при проектировании АСУ ЭЭС.

Для получения среднеинтервальной мощности в современных ИПУ имеется возможность изменять интервал усреднения проходящей через счетчик электроэнергии, как правило, от 5 мин до 1 ч и более. Исходя из вышеприведенных время-мощностных стандартных характеристик ЭЭС рекомендуется выбирать следующие интервалы усреднения (дискретизации временного ряда) $\Delta t_{\text{уср}}$ в ИПУ:

- для ЭЭС быстрой и сверхбыстрой скорости зарядки $\Delta t_{\text{уср}} = 5 - 10$ мин;
- для ЭЭС средней и медленной скорости зарядки $\Delta t_{\text{уср}} = 30$ мин.

Интервалы усреднения должны выбираться при проектировании АСУ ЭЭС с учетом конкретных типов применяемых шкафов.

Проверка критерия (2) в процессе прогнозирования возможности зарядки ЛЭМ в существующих СЭС представляет собой, по сути, известную балансовую задачу с применением результатов измерений, осуществляемых ИПУ [12]. При этом в ряде случаев необходимо учитывать погрешности измерений, так как на некоторых $\Delta t_{\text{уср}}$ может оказаться, что

$$P_{\text{ЛЭМ}}(\Delta t_{\text{уср}}) \ll P_{\text{СЭС}}(\Delta t_{\text{уср}}), \quad (3)$$

и вследствие этого

$$P_{\text{ЛЭМ}}(\Delta t_{\text{уср}}) \cong \delta_{\Sigma \text{изм}} = \delta_{\text{изм СЭС}}, \quad (4)$$

где $\delta_{\Sigma \text{изм}}$ – погрешность измерения сальдированного перетока на границах СЭС без ЭЭС; $\delta_{\text{изм СЭС}}$ – погрешность измерения нагрузки СЭС без ЭЭС.

На рис. 2 приведены схема для расчета $P_{\text{СЭС}}(\Delta t_{\text{уср}})$ и схема расстановки ИПУ для проверки критерия (2).

Из (1) получим уравнения для определения расчетного значения собственной нагрузки СЭС:

$$P_{\text{СЭС}}(\Delta t_{\text{уср}}) = P_{\text{ЭС}}(\Delta t_{\text{уср}}) - P_{\text{ЛЭМ}}(\Delta t_{\text{уср}}), \quad (5)$$

$$P_{\text{СЭС}}^{\text{изм}}(\Delta t_{\text{уср}}) = P_{\text{ЭС}}^{\text{изм}}(\Delta t_{\text{уср}}) - P_{\text{ЛЭМ}}^{\text{изм}}(\Delta t_{\text{уср}}), \quad (6)$$

¹ В соответствии с постановлением Правительства РФ от 19 июня 2020 г. № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)».

где $P_{СЭС}^{изм}(\Delta t_{уср})$, $P_{ЭС}^{изм}(\Delta t_{уср})$, $P_{ЛЭМ}^{изм}(\Delta t_{уср})$ – соответственно измеренные ИПУ среднеинтервальные мощности нагрузки СЭС без ЭЭС, перетока из ЭС и потребления ЛЭМ.

Суммарный переток мощности из ЭС по двум (в данном конкретном случае) линиям (вводам в СЭС) равен согласно рис. 2

$$P_{ЭС}(\Delta t_{уср}) = P_{ЭС1}(\Delta t_{уср}) + P_{ЭС2}(\Delta t_{уср}),$$

следовательно,

$$\begin{aligned} P_{СЭС}(\Delta t_{уср}) &= P_{ЭС1}(\Delta t_{уср}) + P_{ЭС2}(\Delta t_{уср}) - P_{ЛЭМ}(\Delta t_{уср}), \\ P_{СЭС}^{изм}(\Delta t_{уср}) &= P_{ЭС1}^{изм}(\Delta t_{уср}) + P_{ЭС2}^{изм}(\Delta t_{уср}) - P_{ЛЭМ}^{изм}(\Delta t_{уср}). \end{aligned} \quad (7)$$

Если соотношения между $P_{СЭС}^{изм}(\Delta t_{уср})$ и $P_{ЛЭМ}^{изм}(\Delta t_{уср})$ соответствует (3), (4), то из (7) можно исключить $P_{ЛЭМ}^{изм}(\Delta t_{уср})$. Оценим возможные погрешности более подробно.

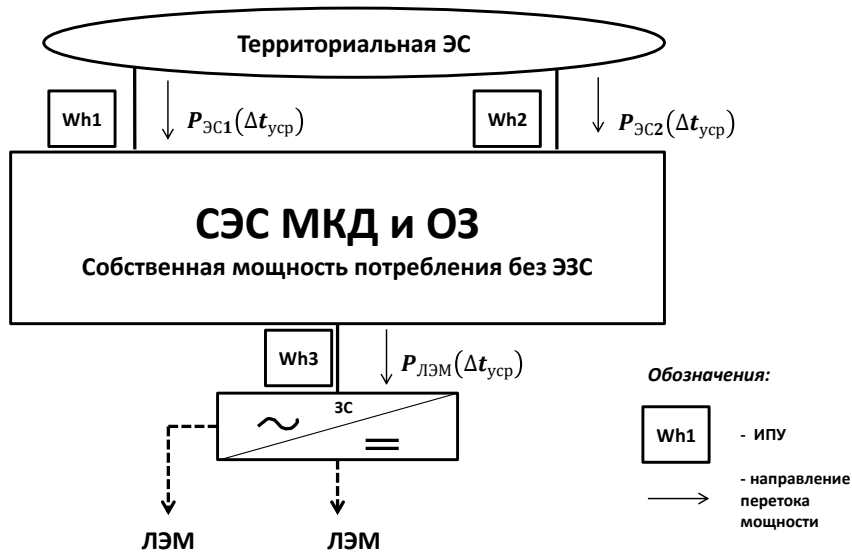


Рис. 2. Схема расчета перетоков мощности с расстановкой ИПУ в СЭС

Пределы допускаемой основной погрешности ИПУ определяются их классами точности и выражаются числами в процентах. Таким образом, погрешности измерения среднеинтервальной мощности на линиях 1 и 2 (см. рис. 2) при классе точности 0,5 равны:

$$\delta_{ЭС1} = \pm 0,005 * P_{ЭС1}^{изм}(\Delta t_{уср}), \delta_{ЭС2} = \pm 0,005 * P_{ЭС2}^{изм}(\Delta t_{уср}).$$

Когда, например, текущая мощность собственной нагрузки СЭС без ЭЭС равна 10000 кВт, $P_{ЛЭМ}^{изм}(\Delta t_{уср}) = 0$ (ЭЭС отключена) и обе линии связи с ЭС нагружены одинаково, то

$$\delta_{ЭС1} = \delta_{ЭС2} = \pm 0,005 * 5000 = \pm 25 \text{ кВт.}$$

Известно, что погрешность косвенных измерений находится как среднее геометрическое погрешностей измерений каждым прибором с некоторым коэффициентом [12], который в данном случае примем условно равным 1. В данном

примере $\delta_{\text{изм СЭС}}$ составляет примерно 35 кВт, следовательно, применять критерий (2) к анализу включения ЭЭС мощностью менее 100 кВт не имеет смысла.

Для уменьшения подобной неопределенности, а также в целях контроля соблюдения договорной максимальной мощности в режиме онлайн рекомендуется установить на внешних питающих линиях СЭС дополнительно датчики мощности, применяемые в системах диспетчерского контроля и управления (телемеханические датчики мощности с очень малым $\Delta t_{\text{уср}}$).

Если $P_{\text{НЭС}}$ меньше или равна погрешности измерения $P_{\text{дог}}$ (максимума возможной потребляемой мощности) МКД или ОЗ, то решение прогностических задач в АСУ ЭЭС нецелесообразно. Также нецелесообразен прогноз, когда $P_{\text{НЭС}}$ меньше трехкратной погрешности измерений $P_{\text{дог}}$ [12]. Если $P_{\text{НЭС}}$ больше трехкратной погрешности измерения $P_{\text{дог}}$, но в процессе эксплуатации ЭЭС возникают условия, когда $P_{\text{ЭС}}$ меньше или равна трехкратной погрешности измерения текущего значения $P_{\text{СЭС}}$, то алгоритм прогноза следует отключать на всем временном интервале существования данного условия.

Прогноз $P_{\text{ЛЭМ}}(t)$ представляет собой самую трудную с практической точки зрения прогностическую задачу, так как число, типы подключаемых ЛЭМ (а следовательно, и их характеристики зарядки) и моменты начала и окончания зарядки каждого ЛЭМ в реальном времени могут быть совершенно произвольными (T_3 , соответствующее степени зарядки емкости АБ, выбирается потребителем самостоятельно исходя из его распорядка). Иными словами, в каждый прогнозный момент времени t значение $P_{\text{ЛЭМ}}(t)$ зависит от множества ретроспективных и перспективных факторов, в том числе и от Δt^3 , определяющих потребляемые в данный момент мощности $P_{\text{ЛЭМ}i}(t)$ ($i = 1, 2, \dots, I$) каждого из подключенных к ЭЭС ЛЭМ:

$$P_{\text{ЛЭМ}}(t) = \sum P_{\text{ЛЭМ}i}(t) = \sum P_{\text{ЛЭМ}i}[t, t_{0i}, T_{3i}, F(\tau_i, T_{3i})],$$

где $F(\tau_i, T_{3i})$ – время-мощностная зарядная характеристика i – го ЛЭМ; τ_i, T_{3i} – «собственное» время зарядки и расчетное время окончания зарядки в координатах времени, указанных в технической документации.

Сразу примем допущение, что приведенные в документации зависимости $P_{\text{ЛЭМ}i}^d(\tau_i) = F(\tau_i, T_{3i})$ не отличаются от фактических характеристик, хотя, как известно [1], они могут изменяться в процессе эксплуатации.

Основная проблема заключается в том, что изготовители АБ для ЛЭМ предоставляют потребителям не время-мощностные характеристики зарядки, а зависимости емкости $C(\tau)$ аккумуляторов, тока $I(\tau)$ и напряжения $U(\tau)$ от времени (рис. 3), то есть необходимо рассчитать $P_{\text{ЛЭМ}}(\tau, T_3) = F(\tau, T_3)$ в условиях регламентированного в документации закона зарядки¹.

Как правило, применяют комбинации технологий зарядки при постоянном токе (CC), постоянном напряжении (CV), реже – при постоянстве электрической мощности (CP) [14]. Наиболее распространенный алгоритм, показанный на рис. 3, сочетает начальную фазу CC и конечную фазу CV, его условное обозначение CC – CV.

¹ Согласно ГОСТ Р 59846–2021 изготовитель АБ должен указать в технических условиях алгоритм проведения заряда, то есть зависимость тока и напряжения заряда от времени. В инструкции по эксплуатации АБ указываются следующие параметры заряда: номинальное напряжение, номинальная емкость, максимальный ток заряда, рекомендуемая температура зарядки, допустимое напряжение заряда, время заряда, а также допустимые условия эксплуатации.

Из представленных на рисунке кривых видно, что время-мощностную характеристику АБ ЛЭМ можно рассчитать, перемножив $I(\tau)$ и $U(\tau)$ в аналитическом или в табличном виде.

Другая проблема состоит в том, что необходимо оценить потери электрической мощности в самом преобразователе AC/DC ЭЗС и в его входных и выходных цепях в процессе зарядки, что возможно осуществить с достаточной степенью точности через номинальный коэффициент полезного действия (КПД) агрегата.

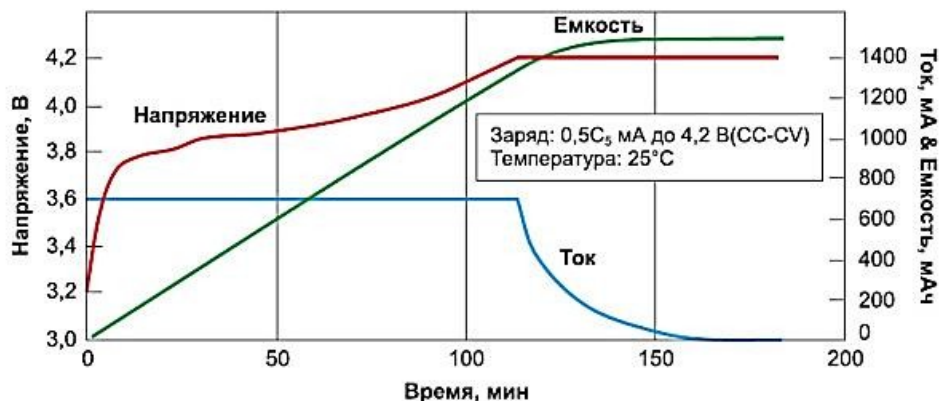


Рис. 3. Зарядные характеристики литиевых аккумуляторов компании EEMB
(URL: <https://www.compel.ru/lib?tc=6980>)

Характеристика заряда $0,5C_5$ означает, что ток заряда, составляющий 0,5 номинальной емкости C аккумулятора, должен полностью зарядить (или разрядить) его за 5 ч.

Архитектура и алгоритмическое обеспечение АСУ ЭЗС. Данная АСУ – двухуровневая. В качестве платформы верхнего уровня могут быть применены системы SCADA различных разработчиков, адаптированные под специфику СЭС; нижний уровень представляет собой штатные системы автоматического или автоматизированного управления (контроля, регулирования) самих АЗС, а также системы автоматики зарядки аккумуляторов ЛЭМ (при их наличии).

Объектом технологического управления АСУ ЭЗС являются устройства (шкафы) зарядки в заводском исполнении с подключенными к каждому из них ЛЭМ – от одного до максимально возможного числа согласно возможностям конструкции соответствующего устройства. Определение марки ЛЭМ, то есть типа внутренней АБ, с целью идентификации ее характеристики $F(\tau, T_3)$ должно осуществляться автоматически при подключении ЛЭМ к ЭЗС системой контроля и управления самой ЭЗС по сигналам от ЛЭМ.

Как указывалось выше, в процессе управления следует оценить время-мощностные характеристики всех фактически подключенных ЛЭМ ко всем установленным конструктивно независимым станциям (шкафам), чтобы сравнить их с $P_{рас}(t)$ и выбрать оптимальные режимы зарядки каждого ЛЭМ с учетом существующих ограничений. Следует иметь в виду, что ограничение по $P_{рас}(t)$ может привести к невозможности обеспечить зарядку вообще или к увеличению времени зарядки ЛЭМ (в пределах допустимого значения согласно технической доку-

ментации), ожидаемого потребителем услуги, о чем он должен быть заранее предупрежден.

Таким образом, взаимодействие потребителя услуги и АЗС должно осуществляться при подключении ЛЭМ к свободному порту с автоматическим информированием владельца о возможном времени зарядки на специальном дисплее (как при зарядке сотового телефона), или в самом простом случае – на вывешенной табличке, предупреждающей о том, что время зарядки на данной АЗС может увеличиваться по сравнению с паспортными данными АБ. Потребитель может либо принять данные условия предоставления услуги, либо отказаться от них и выбрать зарядку на другой ЭЗС вне данного МКД (ОЗ).

С учетом вышеизложенного в АСУ принципиально возможна реализация трех стратегий управления.

Стратегия 1. Управление вынужденной пониженной мощностью, а следовательно, скоростью зарядки автоматикой ЭЗС и/или ЛЭМ на каждой конструктивно независимой ЭЗС при свободном подключении ЛЭМ (потребителя) ко всем свободным портам. В этом случае потребитель услуги должен быть поставлен в известность о возможном ухудшении качества зарядки. На АЗС это соответствует невозможности обеспечить требуемый расход бензина всеми заправочными терминалами, что, разумеется, встречается достаточно редко и не имеет таких последствий вследствие небольшого времени заправки автомобилей.

Стратегия 2. Отключение ряда ЭЗС (шкафов) или разъемов в многоразъемных шкафах либо перевод их в режим ожидания с предупреждением об этом потребителей услуги, что означает ограничение пропускной способности заправки. Это ничем не отличается от ситуации с АЗС при выходе из строя нескольких заправочных терминалов или при невозможности обеспечить требуемый расход бензина, как и в случае стратегии 1.

Стратегия 3. Предварительная последовательная онлайн-оценка подключения каждого нового клиента к ЭЗС с учетом доступной динамики мощности в условиях прогнозной $P_{\text{рас}}(t)$. Иными словами, клиенту может быть отказано в подключении к порту или выделении ему «окна» с меньшей доступной мощностью (и соответственно с большим временем зарядки), если это допускается заводской технической документацией. Такая возможность появляется, в частности, при переходе к алгоритму зарядки $CP - CV$ [14]. Данная стратегия в отношении выделения «окна» меньшей доступной мощности соответствует стратегии 1.

Набор стратегий управления в АСУ определяется при проектировании ЭЗС. Перевод порта с подключенным ЛЭМ из режима ожидания в режим номинальной или вынужденно ограниченной скорости зарядки осуществляется АСУ автоматически на основании определения фактического мощностно-временного «окна» при решении сформулированных выше прогнозных задач.

Учитывая тот факт, что основным препятствием для коммерческой деятельности по оказанию электрозаправочных услуг являются рыночно-договорные ограничения, наименьшим потенциальным рискам будут подвержены инвесторы (владельцы) ЭЗС, являющиеся ГП, ЭСО, которые заключили соответствующие договоры на поставку электроэнергии (мощности) с потребителями МКД и ОЗ или аффилированными с ними лицами. В данном случае верхний уровень АСУ ЭЗС может быть реализован не на объектах, а централизованно, на серверах ГП (ЭСО), что уменьшит затраты в целом по проекту. Кроме того, данные инвесторы при расширении коммерческой деятельности в отношении услуг по зарядке

ЛЭМ могут разрабатывать и применять типовые решения, что также скажется на прибыльности такой деятельности. Хорошие перспективы прогнозируются и у электросетевых компаний, оказывающих услуги по передаче электроэнергии и по технологическому присоединению владельцев МКД и ОЗ к электрической сети.

Выводы

1. Наилучшим решением проблемы зарядки ЛЭМ является учет ЭЗС в составе проектной документации для строительства МКД и ОЗС. В то же время имеется возможность установки ЭЗС в уже эксплуатируемых зданиях с подключением к существующей СЭС на основе сформулированных в данной статье принципиальных подходов, реализуемых в двухуровневой АСУ. Ключевыми из них являются предложения по определению доступной для зарядки мощности при ограничениях по условию неперевышения договорных значений мощности, потребляемой от ЭС, а также при ограничениях, налагаемых схемно-режимными особенностями самой СЭС.

2. В качестве методической основы прогнозирования временных рядов нагрузки СЭС целесообразно применение нейросетевых технологий с использованием инструментария ИИ, конкретный выбор которых определяет интегратор системы. Допустимо также использование эвристических методов прогноза, один из которых предложен в данной статье.

3. Особое внимание при создании АСУ ЭЗС следует обратить на информационное обеспечение системы, требующее получения ретроспективных средне-интервальных значений мощностей за возможно больший предшествующий период. При этом необходимо подобрать оптимальные интервалы усреднения мощности из имеющихся в современных ИПУ заводских настроек. Исходя из время-мощностных характеристик ЭСЗ для станций быстрой и сверхбыстрой зарядки рекомендуется принимать $\Delta t_{\text{уср}} = 5 - 10$ мин, для станций средней и медленной зарядки – $\Delta t_{\text{уср}} = 30$ мин.

4. При проектировании и эксплуатации АСУ ЭЗС следует предусмотреть случаи, когда планируемая (текущая) мощность зарядки будет соизмерима с погрешностями определения нагрузки СЭС без учета ЭЗС. Это требование актуально при условии подключения к ЭЗС одного-трех ЭЛМ медленной зарядки в часы максимальной собственной нагрузки СЭС, что наиболее вероятно в настоящее время при медленном увеличении парка ЛЭМ.

5. Взаимодействие потребителя услуги и ЭЗС ничем не отличается от традиционной схемы предоставления коммерческих услуг, когда потребитель предварительно информируется об особенностях предоставления услуги (с учетом ограничений) при подключении ЛЭМ к свободному порту ЭЗС. Потребитель может либо принять данные условия предоставления услуги, либо отказаться от них и выбрать зарядку на другой ЭЗС вне данного МКД (ОЗ).

6. Наименьшие риски реализации проекта установки АЗС в МКД и ОЗ будут у инвестора (владельца), в качестве которого выступает ГП или ЭСО. Перспективна организация оказания услуг по зарядке ЭЛМ на объектах и у электросетевых компаний.

7. В целях выбора или уточнения алгоритма прогноза располагаемой мощности для заряда ЛЭМ, требований к выбору ИПУ и их настроек, в том числе $\Delta t_{\text{уср}}$, а также для уточнения архитектуры и функций АСУ ЭЗС потенциальному

инвестору рекомендуется выполнение НИОКР с реализацией пилотного проекта в одном из МКД или ОЗ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ютт В.Е. [и др.]. Современные источники тока и зарядные станции для электромобилей: учеб. пособие. М.: МАДИ, 2017. 108 с. EDN: YRAUKF.
2. Журавлёв В.С., Осика Л.К. Применение сквозных цифровых технологий для решения задачи оптимизации расчетов потребителей розничных рынков электроэнергии за электрическую мощность // Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху цифровизации: сборник / под ред. Н.Д. Рогалева. М.: МЭИ, 2021. 272 с. EDN: PYGAYY
3. Журавлёв В.С., Осика Л.К., Шаповалов А.И. Концепция энергетического хаба // Главный энергетик. 2024. № 8.
4. Абдурахманов А.М., Володин М.В., Зыбин Е.Ю., Рябченко В.Н. Методы прогнозирования электропотребления в распределительных сетях (обзор) // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. 2016. Т. 3. № 1. С. 3–23. EDN: VOXR0F
5. Pituk Bunnoon, Kusumal Chalermyanont, and Chusak Limsakul. A Computing Model of Artificial Intelligent Approaches to Mid-term Load Forecasting: a state-of-the-art-survey for the researcher // IACSIT International Journal of Engineering and Technology. 2010. Vol. 2. No. 1. Pp. 94–100.
6. Арутюнян Р.В. [и др.]. Прогноз электропотребления: анализ временных рядов, геостатистика, искусственные нейронные сети: препринт ИБРАЭ-99-05. М.: Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН, 1999. 45 с. EDN: VXQBSP
7. Бэнн Д.В., Фармер Е.Д. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки: пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1987. 200 с.
8. Тихонов Э.Е. Методы прогнозирования в условиях рынка: учеб. пособие. Невинномысск, 2006. 221 с. EDN: QRETXZ
9. Червяков Н.И., Тихонов Э.Е. Предсказание фрактальных временных рядов с помощью нейронных сетей // Нейрокомпьютеры: разработка, применение. 2003. № 10. С. 19–24. EDN: TPQOJB
10. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Прогнозирование активной и реактивной нагрузки узлов ЭЭС с использованием инверсии искусственной нейронной сети // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок: сб. науч. тр. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2004. С. 115–122.
11. Поляхов Н.Д., Приходько И.А., Ван Е. Прогнозирование электропотребления на основе метода опорных векторов с использованием эволюционных алгоритмов оптимизации // Современные проблемы науки и образования. 2013. № 2.
12. Осика Л.К. Расчетные модели интеллектуальных измерений (Smart Metering) в задачах учета и сбережения электроэнергии: практ. пособие. М.: МЭИ, 2013. 422 с.
13. Соловьева А.С., Шведов Г.В. Сравнительный анализ зимних и летних графиков электрической нагрузки рабочих и выходных дней многоквартирных домов с электроплитами в системах электроснабжения крупных городов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2023. Т. 23. № 1. С. 27–37. DOI: 10.14529/power230103. EDN: WNEGUM
14. Jeon S.U. [et al.]. Study on Battery Charging Strategy of Electric Vehicles Considering Battery Capacity // IEEE Access. 2021. Vol. 9. Pp. 89757–89767. DOI: 10.1109/access.2021.3090763. EDN: BSQGTV

Статья поступила в редакцию 14.09.2025

PRINCIPLES OF SOLVING THE PROBLEM OF EV CHARGING FROM ELECTRIC CHARGING STATIONS INTEGRATED INTO EXISTING POWER SUPPLY SYSTEMS OF PUBLIC BUILDINGS AND APARTMENT BUILDINGS

L.K. Osika¹

National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (MPEI)
14, bld. 1, Krasnokazarmennaya st., Moscow, 111250, Russian Federation

E-mail: osikalk@yandex.ru

Abstract. Market and technological possibilities of solving the problem of providing EV with electric filling service by installing electric charging stations in already built and operated apartment buildings and public buildings are discussed. The method of determining the available charging capacity is analyzed depending on contractual restrictions on the retail electricity (capacity) market and circuit conditions at the point of connection of the station to the power supply system. Strategies and principles of technological control of electric vehicle charging in conditions of power shortage have been developed. It is concluded that it is advisable to make a forecast of the available charging capacity using one of the algorithms based on the theory of artificial neural networks, with training information in the form of retrospective time series of the load of the power supply system, external weather conditions and the presence (absence) of centralized heating and hot water supply. Heuristic forecasting methods also have good prospects.

Keywords: electric vehicle, electric filling station, apartment building, public building, power supply system, electric vehicle charging time, electric vehicle charging speed, available power for charging an electric vehicle, intelligent metering device, electric power measurement error.

REFERENCES

1. Yutt V.E. [i dr.]. Sovremennye istochniki toka i zaryadnye stancii dlya elektromobilej [Modern power sources and charging stations for electric vehicles]: ucheb. posobie. M.: MADI, 2017. 108 p. (In Russian)
2. Zhuravlyov V.S., Osika L.K. Primenenie skvoznyh cifrovyyh tekhnologij dlya resheniya zadachi optimizacii raschyotov potrebitelej roznichnyh rynkov elektroenergii za elektricheskuyu moshchnost [Application of end-to-end digital technologies for solving the problem of optimizing calculations of retail electricity market consumers for electric power] // Funkcionirovanie i razvitie elektroenergetiki v epohu cifrovizacii: sbornik / pod red. N.D. Rogaleva. M.: MEI, 2021. 272 p. (In Russian)
3. Zhuravlyov V.S., Osika L.K., Shapovalov A.I. Konceptiya energeticheskogo haba [The concept of an energy hub] // Glavnyj energetik. 2024. No. 8. (In Russian)
4. Abdurahmanov A.M., Volodin M.V., Zybin E.Yu., Ryabchenko V.N. Metody prognozirovaniya elektropotrebleniya v raspredelitelnyh setyah (obzor) [Methods for forecasting electricity consumption in distribution networks (review)] // Elektrotehnika: setevoy elektronnyj nauchnyj zhurnal. 2016. V. 3, No. 1. Pp. 3–23. (In Russian)



5. Pituk Bunnoon, Kusumal Chalermyanont, and Chusak Limsakul. A Computing Model of Artificial Intelligent Approaches to Mid-term Load Forecasting: a state-of-the-art-survey for the researcher // IACSIT International Journal of Engineering and Technology. 2010. Vol. 2. No. 1. Pp. 94–100.
6. Arutyunyan R.V. [i dr.]. Prognoz elektropotrebleniya: analiz vremennyh ryadov, geostatistika, iskusstvennyye nejronnye seti: preprint IBRAE-99-05 [Electricity consumption forecast: time series analysis, geostatistics, artificial neural networks: preprint IBRAE-99-05]. M.: Institut problem bezopasnogo razvitiya atomnoj energetiki RAN, 1999. 45 p. (In Russian)
7. Benn D.V., Farmer E.D. Sravnitelnye modeli prognozirovaniya elektricheskoy nagruzki [Comparative models of electric load forecasting]. M.: Energoatomizdat, 1987. 200 p. (In Russian)
8. Tihonov E.E. Metody prognozirovaniya v usloviyah rynka [Forecasting methods in market conditions]: ucheb. posobie. Nevinnomyssk, 2006. 221 p. (In Russian)
9. Chervyakov N.I., Tihonov E.E. Predskazanie fraktal'nyh vremennyh ryadov s pomoshch'yu nejronnyh setej [Prediction of fractal time series using neural networks] // Nejrokompyutery: razrabotka, primenenie. 2003. No. 10. Pp. 19–24. (In Russian)
10. Shumilova G.P., Gotman N.E., Starceva T.B. Prognozirovanie aktivnoj i reaktivnoj nagruzki uzlov EES s ispolzovaniem inversii iskusstvennoj nejronnoj seti [Forecasting active and reactive load of power system nodes using artificial neural network inversion] // Upravlenie elektroenergeticheskimi sistemami – novye tekhnologii i rynok: sb. nauch. tr. Syktyvkar: Komi NC UrO RAN, 2004. Pp. 115–122. (In Russian)
11. Polyahov N.D., Prihodko I.A., Van E. Prognozirovanie elektropotrebleniya na osnove metoda opornyh vektorov s ispolzovaniem evolyucionnyh algoritmov optimizacii [Electricity consumption forecasting based on support vector method using evolutionary optimization algorithms] // Sovremennyye problemy nauki i obrazovaniya. 2013. No. 2. (In Russian)
12. Osika L.K. Raschyotnye modeli intellektualnyh izmerenij (Smart Metering) v zadachah uchyota i sberezheniya elektroenergii: prakt. posobie [Calculation models of smart metering in tasks of electricity accounting and conservation: practical guide]. M.: MEI, 2013. 422 p. (In Russian)
13. Soloveva A.S., Shvedov G.V. Sravnitelnyj analiz zimnih i letnih grafikov elektricheskoy nagruzki rabochih i vyhodnyh dnei mnogokvartirnyh domov s elektroplitami v sistemah elektroснаб- zheniya krupnyh gorodov [Comparative analysis of winter and summer electrical load profiles of working and weekend days in apartment buildings with electric stoves in power supply systems of large cities] // Vestnik Yuzhno-Uralskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Energetika. 2023. Vol. 23. No. 1. Pp. 27–37. DOI: 10.14529/power230103. (In Russian)
14. Jeon S.U. [et al.]. Study on Battery Charging Strategy of Electric Vehicles Considering Battery Capacity // IEEE Access. 2021. Vol. 9. Pp. 89757–89767. DOI: 10.1109/access.2021.3090763. EDN: BSQGTV

Original article submitted 14.09.2025