

УДК 621.311
Шифр специальности ВАК: 2.4.3. «Электроэнергетика»

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ ОБЛАСТИ ДОПУСТИМЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Сформулированы теоретические основы математической постановки задачи по определению граничных условий области допустимых режимов энергосистем. Дано определение понятия «область допустимых электроэнергетических режимов». Перечислены исходные данные для постановки математической задачи поиска граничных условий области допустимых режимов, включая номинальные значения и диапазоны допустимых отклонений (по величине и длительности) от номинального значения в нормальном, вынужденном и послеаварийном режимах, а также состав нормативных аварийных возмущений в энергосистеме.

Приведены методы формулирования математической задачи поиска граничных условий области допустимых режимов. Сформулирована математическая задача по определению граничных условий области допустимых режимов энергосистем для нормального, вынужденного и послеаварийного режимов. Описаны математические функции зависимости параметров от изменения балансов активной и реактивной мощности, получены полиномиальные функции взаимовлияния параметров режима, в том числе при наличии устройств противоаварийной автоматики на энергообъектах. Также описаны возможности расширения граничных условий области допустимых режимов энергосистемы при их применении.

Приведен пример некорректной математической постановки задачи по определению граничных условий области допустимых режимов по параметру токовой нагрузки воздушной линии электропередачи и некорректной настройки устройства противоаварийной автоматики, что может привести к неэффективности устройства при реверсе активной мощности.

АВТОР:
А.А. Складчиков, к.т.н., доцент,
ORCID ID 0009-0003-2989-6824,
skladchikov-aa@mail.ru,
Филиал ФГБОУ ВО «СамГТУ»
в г. Новокуйбышевске, РФ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#математическая
постановка задачи;
#энергосистема; #параметры;
#электроэнергетический режим;
#граничные условия; #область
допустимых режимов

↓ для цитирования:

Складчиков А.А. Математическая постановка задачи по определению граничных условий области допустимых электроэнергетических режимов // Энергия единой сети. 2026. № 3–4 (82). С. 68–74.



ВВЕДЕНИЕ

Область допустимых электроэнергетических режимов (ОДР) — это совокупность параметров электроэнергетического режима энергосистемы (перетоки активной мощности, в том числе в контролируемых сечениях (КС), токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования (ЭСО) 110 кВ и выше, напряжения на шинах энергообъектов с номинальным напряжением 110 кВ и выше, частота электрического тока (далее — частота)), находящихся в границах требований (условий), установленных Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем [1, 2].

Следует учитывать, что граничные условия ОДР различаются для нормального (исходного), вынужденного и послеаварийного режимов.

Проблема определения границ ОДР имеет длительную историю изучения. В.А. Веников и его школа [16–18] связали математический аппарат с практическими задачами электроэнергетики. Работы В.П. Васина [19–21] заложили основы анализа областей существования установившихся режимов в пространстве мощностей узлов, ввели понятие λ -функций для нахождения границ без прямого расчета режима и исследовали топологическую структуру таких областей (односвязность, неодносвязность). А.В. Крюков [22–24] разработал методы расчета предельных по статической устойчивости режимов. Р.А. Вайнштейн [25, 26] и А.З. Гамм [27, 28] внесли вклад в автоматическое управление и вероятностное моделирование. В последние годы Е.Н. Грязина и Д.Ю. Балув [29] предложили эффективные алгоритмы генерации точек внутри ОДР с использованием метода Ньютона с условием трансверсальности.

Несмотря на значительный объем выполненных исследований, современные вызовы — интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с нестабильной генерацией, внедрение систем накопления электрической энергии (СНЭЭ), резкопеременные нагрузки, широкое внедрение противоаварийной автоматики — требуют пересмотра и уточнения математической постановки задачи.

Математическая постановка (формулирование) задачи по определению граничных условий нахождения параметров ОДР относится к задачам оптимизации при перспективном развитии энергосистем, планировании и оперативном управлении режимом работы энергосистемы.

Оптимизация регулирования параметров электроэнергетического режима является результатом решения системы уравнений, определяющей функцию конкретного параметра режима в области (диапазоне) допустимых значений.

При этом указанное решение приведет или не приведет к выбору механизмов (мест и способов) регулирования параметра режима как при перспективном развитии энергосистемы, так и при управлении режимом энергосистемы оперативно-диспетчерским персоналом или автоматически с использованием устройств режимной и противоаварийной автоматики [2, 3].

Также ключевым моментом при постановке задачи является определение области регулирования [4], т. е.

энергосистемы или части энергосистемы, в которых необходимо обеспечить допустимость электроэнергетических режимов.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ

Для постановки математической задачи по определению ОДР необходимо учесть следующие исходные данные:

- 1) номинальное значение параметра режима (к примеру, номинальное значение частоты, равное 50,000 Гц);
- 2) диапазон допустимых отклонений от номинального значения в нормальном режиме (к примеру, допустимое отклонение частоты в 1-й синхронной зоне ЕЭС России в пределах $50 \pm 0,05$ Гц без ограничения по времени или, к примеру, допустимые токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования не выше длительно допустимой токовой нагрузки (ДДТН));
- 3) диапазон допустимых отклонений от номинального значения в вынужденном режиме (к примеру, перетоки активной мощности в КС не выше значений, определенных по критериям для данного режима (ВДП));
- 4) диапазон допустимых отклонений от номинального значения в послеаварийном режиме (к примеру, перетоки активной мощности в КС не выше значений, определенных по критериям для данного режима (АДП) или, к примеру, допустимые токовые нагрузки не выше аварийно допустимой токовой нагрузки (АДТН));
- 5) допустимое время отклонения от диапазона регулирования в нормальном режиме (к примеру, допустимое отклонение значений частоты в 1-й синхронной зоне ЕЭС России в диапазоне $50 \pm 0,2$ Гц с восстановлением частоты до уровня $50 \pm 0,05$ Гц за время не более 15 минут) [5];
- 6) допустимое время отклонения от диапазона регулирования в послеаварийном режиме (к примеру, в послеаварийном режиме допустимые токовые нагрузки не выше АДТН в течение 20 минут или, к примеру, нахождение уровня напряжения сети 500 кВ выше наибольшего рабочего от 525 до 538 кВ не более 8 часов, т. е. при коэффициенте 1,025) [5];
- 7) состав нормативных аварийных возмущений, которые установлены как наиболее вероятные аварии и ненормальные режимы в энергосистемах [30–33] и подлежат учету при определении ОДР (например, отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном коротком замыкании с неуспешным автоматическим повторным включением) [6, 25].

МЕТОДЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ

Поиск граничных условий нахождения параметров ОДР сводится к применению следующих математических методов:

- определения равенства функции с применением методов математического анализа — метода математической

- индукции (истинности значений на каждом шаге сравнения), метода интервалов (определение знака функции на каждом из полученных промежутков) или метода замены переменной (например, в уравнении движения ротора при исследовании электромеханических переходных процессов, когда электрический и механический моменты замещаются мощностями турбины и генератора);
- определения неравенства функции с применением методов математического анализа — метода математической индукции, метода интервалов или метода замены переменной;
 - поиска экстремумов функции с применением методов полного перебора, дихотомии, Лагранжа, Гаусса, Ньютона — Рафсона и др.;
 - метода λ -функций [8], позволяющий оценивать границы без полного расчета режима;
 - метода Ньютона с условием трансверсальности [20] для генерации точек внутри ОДР.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Параметры в нормальном (исходном) режиме с учетом граничных условий ОДР имеют вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} f_{\phi} = \lim_{t \rightarrow \infty} f_{\text{ном}}, \text{ при} \\ 49,95 \text{ Гц} \leq \lim_{t \rightarrow \infty} f_{\text{ном}} \leq 50,05 \text{ Гц и} \\ 49,80 \div 49,95 \text{ Гц} \leq \lim_{t \rightarrow 15 \text{ мин}} f_{\text{ном}} \leq 50,05 \div 50,20 \text{ Гц}, \\ \lim_{t \rightarrow \infty} I_{\phi} \leq I_{\text{ДДТН}}, \\ U_{\text{МДН}} \leq \lim_{t \rightarrow \infty} U_{\phi} \leq U_{\text{НРН}}, \\ \lim_{t \rightarrow \infty} P_{\phi} \leq P_{\text{МДП+НК}} \end{array} \right., \quad (1)$$

где f_{ϕ} — квазиустановившееся значение частоты (усредненное на 20-секундном временном интервале); $f_{\text{ном}}$ — номинальное значение частоты (50,000 Гц) с учетом допустимых отклонений по величине и длительности для нормального режима энергосистемы, определенное [4]; I_{ϕ} — фактическое значение токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО; $I_{\text{ДДТН}}$ — длительно допустимое значение (без ограничения по времени) токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО; U_{ϕ} — фактическое значение напряжения на шинах энергообъектов; $U_{\text{МДН}}$ — минимально допустимое значение напряжения на шинах энергообъектов, определенное в соответствии с [6]; $U_{\text{НРН}}$ — наибольшее рабочее напряжение ЛЭП и ЭСО, установленное [7]; P_{ϕ} — фактическое значение перетока активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы; $P_{\text{МДП+НК}}$ — максимально допустимое значение перетока активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы, увеличенное на величину нерегулярных колебаний активной мощности, определенное в соответствии с критериями [6].

Параметры в вынужденном режиме с учетом граничных условий ОДР имеют вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} f_{\phi} = \lim_{t \rightarrow t_{\text{БР}}} f_{\text{БР}}, \text{ при} \\ 49,60 \text{ Гц} \leq \lim_{t \rightarrow t_{\text{БР}}} f_{\text{БР}} \leq 50,40 \text{ Гц}, \\ \lim_{t \rightarrow t_{\text{БР}}} I_{\phi} \leq I_{\text{АДТН}}, \\ U_{\text{АДН}} \leq \lim_{t \rightarrow t_{\text{БР}}} U_{\phi} \leq U_{\text{НРН}}, \\ \lim_{t \rightarrow t_{\text{БР}}} P_{\phi} \leq P_{\text{ВДП}} \end{array} \right., \quad (2)$$

где $t_{\text{БР}}$ — допустимое время работы энергосистемы в вынужденном режиме, ограниченное в соответствии с [8]; f_{ϕ} — квазиустановившееся значение частоты; $f_{\text{БР}}$ — номинальное значение частоты с учетом допустимых отклонений для вынужденного режима энергосистемы, определенное [2] с учетом требований [9]; I_{ϕ} — фактическое значение токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО; $I_{\text{АДТН}}$ — аварийно допустимое значение (с учетом величины и длительности) токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО; U_{ϕ} — фактическое значение напряжения на шинах энергообъектов; $U_{\text{АДН}}$ — аварийно допустимое значение напряжения на шинах энергообъектов, определенное в соответствии с [6]; $U_{\text{НРН}}$ — наибольшее рабочее напряжение ЛЭП и ЭСО, установленное [7]; P_{ϕ} — фактическое значение перетока активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы; $P_{\text{ВДП}}$ — допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы при ее работе в вынужденном режиме.

Параметры в послеаварийном режиме с учетом граничных условий ОДР имеют вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} f_{\phi} \xrightarrow{t_{\text{ПАР}} \rightarrow 0} \lim_{t \rightarrow 0} f_{\text{ном}}, \\ \lim_{t_{\text{ПАР}} \rightarrow 0} I_{\phi} \leq I_{\text{АДТН}}, \\ U_{\text{АДН}} \leq \lim_{t_{\text{ПАР}} \rightarrow 0} U_{\phi} \leq U_{\text{НРН}} (t_{\text{доп}}), \\ \lim_{t_{\text{ПАР}} \rightarrow 0} P_{\phi} \leq P_{\text{АДП}}, \end{array} \right. \quad (3)$$

где $t_{\text{ПАР}}$ — время работы энергосистемы в послеаварийном режиме, которое должно быть сведено к минимуму реализацией мероприятий субъектами электроэнергетики, в соответствии с [5]; $f_{\phi} \rightarrow f_{\text{ном}}$ — восстановление частоты до номинального значения в минимально возможное время, конкретные значения частоты определяются допустимым временем работы генерирующего оборудования электростанций по величине и длительности; I_{ϕ} — фактическое значение токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО; $I_{\text{АДТН}}$ — аварийно допустимое значение (с учетом величины и длительности) токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО; U_{ϕ} — фактическое значение напряжения на шинах энергообъектов;

$U_{\text{АДН}}$ — аварийно допустимое значение напряжения на шинах энергообъектов, определенное в соответствии с [6];

$U_{\text{НРН}} (t_{\text{доп}})$ — наибольшее рабочее напряжение ЛЭП и ЭСО с допустимым временем превышения, а для сети 500 кВ и 750 кВ с учетом требований количества превышений в год, установленных [5, 7]; P_{ϕ} — фактическое значение перетока активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы; $P_{\text{АДП}}$ — допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы при ее работе в послеаварийном режиме, определенный в соответствии с критериями [6].

В любой энергосистеме параметры режима, указанные в формулах (1)–(3), будут меняться при изменении:

- баланса активной мощности, включая изменение сальдо перетоков и/или потребления энергосистемы;
- баланса реактивной мощности, включая изменение выдачи/потребления реактивной мощности генерирующим оборудованием электростанций при соответствующем изменении активной мощности;
- температуры наружного воздуха (ТНВ), при этом взаимосвязь между ТНВ и I_{ϕ} , P_{ϕ} обратно пропорциональна; обычно применяется шаг в 5 °С, кроме того, линейная интерполяция не всегда допустима.

Важно установить математические зависимости влияния на изменение параметров режима для исключения нарушений граничных условий ОДР:

$$\left\{ \begin{array}{l} F(f, I, U, P) = k_{\text{эф}} P_{\text{ЭС-1}} \pm \dots \\ F(f, I, U, P) = k_{\text{эф}} Q_{\text{ЭС-1}} \pm k_{\text{эф}} Q_{\text{ИРМ-1}} \pm \dots \\ \dots \pm k_{\text{эф}} P_{\text{ЭС-n}} \\ \dots \pm k_{\text{эф}} Q_{\text{ЭС-n}} \pm k_{\text{эф}} Q_{\text{ИРМ-n}} \end{array} \right., \quad (4)$$

где $F(f, I, U, P)$ — функция параметров электроэнергетического режима;

$k_{\text{эф}}$ — коэффициент эффективности влияния на изменение параметра электроэнергетического режима;

$P_{\text{ЭС-1}} (P_{\text{ЭС-n}})$ — фактическое значение активной мощности электростанции n (m), влияющее на изменение параметра электроэнергетического режима;

$Q_{\text{ЭС-1}} (Q_{\text{ЭС-n}})$ — фактическое значение реактивной мощности электростанций, влияющее на изменение параметра электроэнергетического режима;

$Q_{\text{ИРМ-1}} (Q_{\text{ИРМ-n}})$ — фактическое значение реактивной мощности источников реактивной мощности (ИРМ), влияющих на изменение параметра электроэнергетического режима.

Следует отметить, что возможности регулирования генерирующего оборудования электростанций определяются P - Q -диаграммой генератора, характеризующей зависимость минимальной и максимальной реактивной мощности от выдаваемой генератором активной мощности, что в свою очередь будет влиять на изменение баланса активной и реактивной мощности в энергосистеме.

При этом необходимо учитывать, что на изменение каждого из параметров энергосистемы, с учетом баланса активной и реактивной мощности, могут влиять несколько источников, поэтому математическая постановка задачи должна учитывать полиномиальную (рациональную) функцию:

$$\left\{ \begin{array}{l} F(f, I, U, P) = k_{\text{эф-1}} P_{\text{ЭС-1}} k_{\text{эф-2}} P_{\text{ЭС-2}} \pm \dots \\ F(f, I, U, P) = k_{\text{эф-1}} Q_{\text{ЭС-1}} k_{\text{эф-2}} Q_{\text{ИРМ-1}} \pm \dots \\ \dots \pm k_{\text{эф-n}} P_{\text{ЭС-n}} k_{\text{эф-m}} P_{\text{ЭС-m}} \\ \dots \pm k_{\text{эф-n}} Q_{\text{ЭС-n}} k_{\text{эф-m}} Q_{\text{ИРМ-m}} \end{array} \right., \quad (5)$$

где 1, 2, n , m — индексы, обозначающие соответствующий энергообъект и/или средство регулирования параметра электроэнергетического режима на одном энергообъекте.

Отметим также, что при значениях коэффициента эффективности $k_{\text{эф}} \leq 0,03$ (3 %) такими средствами регулирования обычно пренебрегают ввиду низкой эффективности регулирования и высоких экономических затрат на их реализацию [8].

Также для определения граничных условий ОДР — в первую очередь напрямую по параметру активной мощности и косвенно (учитывая изменение баланса активной и реактивной мощности) на остальные параметры режима — следует учитывать нерегулярные колебания активной мощности (НК), т. е. колебания активной мощности, которые не повторяются через равные промежутки времени. Они возникают при непредвиденном изменении потребления в энергосистеме и/или изменении активной мощности генераторов под воздействием автоматического регулирования устройствами режимной автоматики энергосистем [10].

НК определяются эмпирически — по результатам статистических наблюдений в энергосистеме — или, при отсутствии опыта эксплуатации, теоретически, в соответствии с [6]. НК приводят к изменению перетоков активной мощности, в том числе в контролируемых сечениях, и должны учитываться при определении граничных условий ОДР [12–16]:

$$\left\{ \begin{array}{l} F(f, I, U, P) = k_{\text{эф-1}} P_{\text{ЭС-1}} k_{\text{эф-2}} P_{\text{ЭС-2}} \pm \dots \\ \dots \pm k_{\text{эф-n}} P_{\text{ЭС-n}} k_{\text{эф-m}} P_{\text{ЭС-m}} - \Delta P_{\text{НК}}, \end{array} \right. \quad (6)$$

где $\Delta P_{\text{НК}}$ — амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в энергосистеме.

Соблюдение граничных условий ОДР должно обеспечиваться в том числе с использованием средств режимной автоматики энергосистем [10, 11].

Граничные условия ОДР могут быть расширены за счет реализации управляющих воздействий устройств или комплексов противоаварийной автоматики (ПА) энергосистем [10, 12, 13]:

$$\left\{ \begin{aligned} F(f, I, U, P) &= k_{\text{эф-1}} P_{\text{ЭС-1}} k_{\text{эф-2}} P_{\text{ЭС-2}} \pm \dots \pm k_{\text{эф-n}} P_{\text{ЭС-n}} k_{\text{эф-m}} P_{\text{ЭС-m}} - \Delta P_{\text{НК}} + k_{\text{эфПА}} \Delta P_{\text{ПА}} \\ k_{\text{эфПА_ЭС-1}} &= \frac{P_{\text{потрЭС-2}}}{P_{\text{потрЭС-1}} + P_{\text{потрЭС-2}}} \\ k_{\text{эфПА_ЭС-2}} &= \frac{P_{\text{потрЭС-1}}}{P_{\text{потрЭС-1}} + P_{\text{потрЭС-2}}} \end{aligned} \right. , \quad (7)$$

где $\Delta P_{\text{ПА}}$ — объем управляющих воздействий от противоаварийной автоматики (отключение генерации, отключение нагрузки, загрузка генераторов, разгрузка турбин); $k_{\text{эфПА_ЭС-1}}, k_{\text{эфПА_ЭС-2}}$ — коэффициенты эффективности реализации управляющих воздействий противоаварийной автоматики в электроэнергетической системе № 1 (ЭС-1) или № 2 (ЭС-2) при коэффициенте статической частотной характеристики, равном единице; $P_{\text{потрЭС-1}}, P_{\text{потрЭС-2}}$ — потребление ЭЭС-1 (ЭС-2) [17–24].

ПРИМЕР НЕКОРРЕКТНОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ

Необходимо рассчитать экстремумы функции АДТН воздушной линии электропередачи (ВЛ) 110 кВ А — Б для выбора алгоритма функционирования (уставок по току и контроля направления тока) устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) [14]. Условно считаем, что рассчитано максимальное значение тока для температуры наружного воздуха +25 °С, равное 600 А. Принимаем это значение за максимум функции, а значение минимума функции, на первый взгляд, необходимо задать равным 0 А (минимальный экстремум). При этом можно сделать вывод, что граничные условия ОДР будут изменяться в диапазоне от 0 до 600 А (рис. 1) и с соответствующим контролем направления тока от шин энергообъекта «А» к шинам энергообъекта «Б».

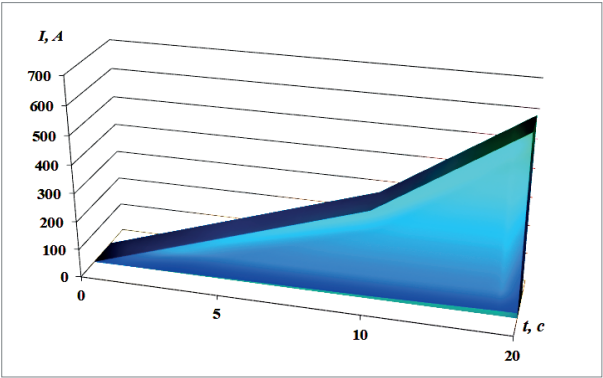


Рис. 1. Пример определения экстремума функции аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ А — Б без учета реверса токовой нагрузки

В нормальном режиме положительное направление тока — от шин энергообъекта «А» к шинам энергообъекта «Б». Однако в процессе эксплуатации ввиду ряда причин, к примеру, отключения генерации (особенно крупных блоков АЭС или ГРЭС), изменения нагрузки электростанций на основе ВИЭ, аварийного отключения генерирующего оборудования электростанций, аварийного сброса нагрузки потребителем или сброса резкопеременной нагрузки, внепланового изменения гидрологической обстановки на ГЭС (например, вызванного образованием шуги или необходимостью удаления древесно-кустарниковой растительности с сороудерживающих решеток в верхнем бьефе ГЭС в период паводка) и т. д., может произойти реверс перетоков активной мощности по ВЛ 110 кВ А — Б и, как следствие, изменение направления тока от шин энергообъекта «Б» к шинам энергообъекта «А».

При этом устройство АОПО ВЛ 110 кВ А — Б будет неэффективно по ранее выбранным граничным условиям ОДР, так как изменятся условия срабатывания по направлению тока из-за некорректной математической постановки задачи по выбору нижнего экстремума функции тока, принятой 0 А. Отсюда следует, что граничные условия ОДР по току ВЛ 110 кВ А — Б должны изменяться в диапазоне от –600 А до +600 А (рис. 2), т. е. с контролем направления тока от шин энергообъекта «А» к шинам энергообъекта «Б» и в обратную сторону — от шин энергообъекта «Б» к шинам энергообъекта «А».

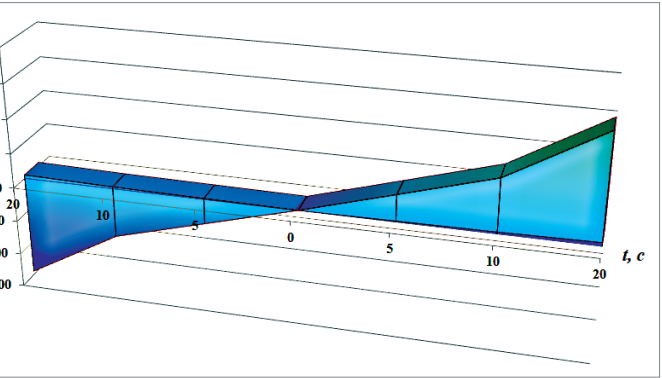


Рис. 2. Пример определения экстремумов функции аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ А — Б при учете реверса токовой нагрузки

ВЫВОДЫ

Корректность формулирования математической задачи по определению граничных условий ОДР позволяет обеспечить адекватность и точность моделей энергосистем, определить вычислительный алгоритм расчета параметров электроэнергетического режима, выбрать параметры настройки устройств РЗА и оценить выполнение требований к устойчивости для обеспечения надежного функционирования энергосистем.

Постановка математической задачи по определению граничных условий ОДР становится особенно актуальной в связи с интеграцией в энергосистему потребителей с резкопеременной нагрузкой (к примеру, металлургических производств), растущей долей ВИЭ и развитием СНЭЭ. Солнечные и ветровые электростанции имеют переменную мощность, поэтому их характеристики и влияние на граничные условия ОДР требуют специальных подходов. Необходимы методики прогнозирования генерации ВИЭ с учетом погодных условий и времени суток. Результаты прогноза должны учитываться в балансах мощности энергосистемы. Для компенсации возможного дефицита требуется поддерживать необходимый и достаточный объем резервов мощности [15] на традиционных электростанциях и активно внедрять СНЭЭ.

Рисунки к статье предоставлены автором.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 26.06.2026) «Об электроэнергетике» // Собрание законодательства РФ. 2003. № 13. С. 1177.

2. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 (ред. от 01.07.2026) «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». Официальный интернет-портал правовой информации. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 15.08.2026).

3. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 (ред. от 01.07.2026) «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» // Собрание законодательства РФ. 2003. № 52, ч. 2. С. 5518.

4. ГОСТ Р 57114-2022. Единая энергетическая

система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения: дата введения 01.02.2023 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: ФГБУ «Российский институт стандартизации». 2023. 36 с.

5. Приказ Министерства энергетики РФ от 12.07.2018 № 548 (ред. от 06.07.2026) «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок „Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики“.

Официальный интернет-портал правовой информации. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 25.09.2025).

6. Приказ Министерства энергетики РФ от 06.07.2026 № 765 «Об утверждении Методических указаний по устойчивости энергосистем и внесении изменений в некоторые акты Минэнерго России». Официальный интернет-портал правовой информации. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 15.08.2026).

7. ГОСТ Р 57382-2017. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений: дата введения 01.09.2017 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: Стандартинформ, 2017. 10 с.

8. Приказ Министерства энергетики РФ от 13.02.2019 № 99 (ред. от 06.07.2026) «Об утверждении Правил перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме и условий работы в вынужденном режиме». Официальный интернет-портал правовой информации. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 15.08.2026).

9. Приказ Министерства энергетики РФ от 28.08.2023 № 690 «Об утверждении требований к качеству электрической энергии, в том числе распределению обязанностей по его обеспечению между субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии». Официальный интернет-портал правовой информации. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 15.08.2026).

10. ГОСТ Р 59909-2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Классификация: дата введения 01.01.2022 /

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: ФГБУ «Российский институт стандартизации», 2021. 8 с.

11. ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования: дата введения 01.09.2014 (с изм. от 25.12.2019) / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: Стандартинформ, 2014. 23 с.

12. ГОСТ Р 55105-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования: дата введения 01.03.2020 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: Стандартинформ, 2020. 24 с.

13. ГОСТ 34045-2023. Межгосударственный стандарт. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования: дата введения 01.06.2023 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: ФГБУ «Российский институт стандартизации». 2023. 28 с.

14. ГОСТ Р 59384-2025. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое

- противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования: дата введения 01.08.2025 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: ФГБУ «Российский институт стандартизации», 2025. 50 с.
15. Приказ Министерства энергетики РФ от 15.10.2018 № 882 (ред. от 03.02.2025) «Об утверждении Методических указаний по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима». Официальный интернет-портал правовой информации. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 15.08.2026).
 16. Веников В.А., Литкенс И.В., Маркович И.М. и др. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики. М.: Высшая школа, 1970. 336 с.
 17. Веников В.А. Математические задачи электроэнергетики. М.: Высшая школа. 1981.
 18. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.: Энергоатомиздат. 1990.
 19. Васин В.П. Области существования установившихся режимов электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. М.: МЭИ, 1982. 84 с.
 20. Васин В.П. Расчеты режимов электрических систем. Проблема существования решения. М.: МЭИ, 1981. 72 с.
 21. Васин В.П., Чупахин В.Д. Упрощенный метод исследования предельных режимов ЭЭС с помощью метода λ -функций // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1989. № 5.
 22. Крюков А.В. Предельные режимы электроэнергетических систем. Иркутск: ИргУПС, 2012. 236 с.
 23. Крюков А.В., Сенько В.В. Расчеты предельных режимов электроэнергетических систем для целей оперативного управления // Изв. ВУЗов. Электромеханика. 2014. № 3. С. 21–23.
 24. Крюков А.В., Сенько В.В. Определение допустимых режимов электроэнергетических систем. Иркутск: ИргУПС, 2016.
 25. Вайнштейн Р.А. Автоматическое управление электроэнергетическими системами в нормальных и аварийных режимах: Учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2015.
 26. Вайнштейн Р.А., Коломиец Н.В., Шестакова В.В. Основы управления режимами энергосистем по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности. Томск: Изд-во ТПУ. 2018.
 27. Гамм А.З. Вероятностные модели режимов электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука. 1992.
 28. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976.
 29. Грязина Е.Н., Балуев Д.Ю. Исследование допустимых и предельных режимов работы энергетических систем // Автоматика и телемеханика. 2024. № 5. С. 112–128.
 30. Хренников А.Ю., Ключкин Н.Г., Александров Н.М. Анализ аварийных событий в электрических сетях: Учебное пособие. Москва: Директ-Медиа, 2023. 149 с.
 31. Хренников А.Ю., Александров Н.М. Проверка и наладка электрооборудования. Учебное пособие. Москва: КНОРУС, 2024. 360 с.
 32. Хренников А.Ю., Александров Н.М., Кашин М.А. Техническое обслуживание подстанций. Учебное пособие. Москва: КНОРУС, 2024. 245 с.
 33. Хренников А.Ю., Александров Н.М. Устранение и предупреждение аварий и неполадок электрооборудования. Москва: КНОРУС, 2024. 270 с.