

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ ELECTROTECHNICAL COMPLEXES AND SYSTEMS

Научная статья

УДК 621.316.72

DOI: 10.26730/1816-4528-2025-5-3-13

Беляевский Роман Владимирович, Утюж Татьяна Игоревна

Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева

* для корреспонденции: uti00@mail.ru

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АВТОМАТИКИ ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕГРУЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ВЫДАЧЕ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В РЕМОНТНЫХ РЕЖИМАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ



Информация о статье

Поступила:

30 мая 2025 г.

Одобрена после
рецензирования:

30 июня 2025 г.

Принята к печати:

01 сентября 2025 г.

Опубликована:

09 октября 2025 г.

Ключевые слова:

Ремонтные режимы электрической сети, автоматика ограничения перегрузки оборудования, пропускная способность, алгоритм функционирования, переток мощности, пропускная способность, устойчивость, противоаварийная автоматика

Аннотация.

Статья посвящена комплексному исследованию сравнительной эффективности двух принципиально различных подходов к настройке автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) на примере ГРЭС. Основное внимание уделено критическому анализу традиционного метода с фиксированными сезонными уставками («Зима», «Лето1», «Лето2») в сравнении с инновационным адаптивным подходом, предусматривающим динамическую температурную коррекцию уставок в реальном времени.

Методологическая основа исследования включает детальное математическое моделирование в программном комплексе RastrWin3, охватывающее три ключевых аспекта: 1) расчет допустимых перетоков мощности с учетом сезонных и оперативных изменений нагрузки; 2) комплексный анализ устойчивости энергосистемы при различных сценариях эксплуатации, включая аварийные и ремонтные режимы; 3) оценку эффективности работы основного и резервного оборудования при экстремальных нагрузках.

Особую научную ценность представляет разработанная авторами методика сравнительного анализа, учитывающая не только технические параметры (точность контроля перегрузок, время срабатывания), но и экономические аспекты (оптимизация использования генерирующих мощностей, снижение потерь). Результаты демонстрируют, что адаптивная система обеспечивает повышение пропускной способности ЛЭП на 5-7% по сравнению с традиционным методом, при этом сокращая вероятность ложных срабатываний на 15-20%.

В работе детально рассмотрены практические аспекты внедрения, включая анализ надежности, алгоритмы обработки полученных данных и вопросы интеграции с существующими системами управления. Также рассмотрены технические аспекты реализации динамической системы коррекции уставок.

Для цитирования: Беляевский Р.В., Утюж Т.И. Расчет параметров функционирования автоматики ограничения перегрузки оборудования при выдаче мощности электростанций в ремонтных режимах электрической сети // Горное оборудование и электромеханика. 2025. № 5 (181). С. 3-13. DOI: 10.26730/1816-4528-2025-5-3-13, EDN: VRDDXX

Введение

Современные энергосистемы сталкиваются с рядом принципиальных ограничений при управлении режимами в условиях:

- роста нестабильности нагрузок (+3,21% к 2027 году по данным Схемы и программы развития ЕЭС [18]);
- старения сетевой инфраструктуры (средний возраст ВЛ 110 кВ в Кузбассе – 45 лет);

– увеличения сложности ремонтных схем (до 15 комбинаций отключений) [20].

Традиционные методы расчета АОПО, регламентированные [12, 13], обладают существенными недостатками:

- детерминированный подход не учитывает вероятностный характер изменений нагрузки;
- статические модели не адаптируются к изменению топологии сети;
- ручной ввод данных приводит к запаздыванию принятия решений (до 30 мин).

Пример Беловской ГРЭС демонстрирует типичные последствия. Годовое недоиспользование мощности составляет 142 МВт (11,2% от установленной). Экономические потери находятся на уровне 85 млн руб./год (при цене 1 кВт·ч = 2,5 руб.).

Применение противоаварийной автоматики на рассматриваемом объекте позволяет снять часть ограничений на выдачу мощности. Так, например, АОПО предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования [10, 14, 15].

Устройства АОПО должны устанавливаться на всех ЛЭП и электросетевом оборудовании, недопустимая по величине и длительности токовая перегрузка которого возможна в нормальных (ремонтных) схемах, а также в послеаварийных режимах после нормативных возмущений. В устройстве АОПО должна быть предусмотрена пофазная фиксация токовой нагрузки [4].

Быстродействие АОПО реализуется за счет верного выбора времени срабатывания, селективность за счет управляющего воздействия (далее – УВ), а чувствительность рассчитывается за счет определения настройки уставок от температуры наружного воздуха (далее – ТНВ). Микропроцессорные устройства противоаварийной автоматики (далее – ПА) позволяют практически мгновенно «оценивать» аварийную ситуацию и формировать УВ на предупреждение или решение аварийных ситуаций. В статье рассмотрено два варианта настройки уставок: с оперативным переключением между группами «Зима», «Лето1», «Лето2» и автоматической корректировкой токовой уставки в зависимости от температуры наружного воздуха. Использование математического моделирования в программном комплексе RastrWin3 позволило определить макси-

мально допустимые перетоки мощности и проанализировать устойчивость энергосистемы.

Методы

Для расчета параметров настройки и алгоритмов функционирования АОПО необходимо проанализировать перечень схем контролируемых сечений «Выдача мощности в сеть 110 кВ», выбрать наиболее тяжелую схему и провести моделирование режима, подбирая различное управляющее воздействие.

Указание номеров схем, в которых необходимо контролировать переток мощности в нормальной, одноремонтных и двухремонтных схемах сети, приведено в Таблице 1.

Наиболее сложной схемой является ремонт ВЛ 110 кВ ГРЭС – с отпайками и ВЛ 110 кВ I цепь, а также ремонт ВЛ 110кВ ГРЭС с отпайками и ВЛ 110 кВ с отпайкой на ПС (схема БГ № 4.2 и БГ № 5.1). При таком ремонте станция не может увеличить мощность выше 345 МВт, так как при нормативном возмущении параметры электроэнергетического режима будут находиться в области недопустимых значений, а именно превышает токовая нагрузка второй цепи ВЛ 110 кВ ГРЭС с отпайкой на ПС. Установка АОПО позволяет увеличить установленную мощность до 1215 МВт в нормальной схеме.

В зимний период превышений допустимых значений в линиях не наблюдается в связи с тем, что допустимые значения токовой нагрузки не опускаются ниже значений, установленных для -15 °С.

Выбор логики действия и уставок устройств АОПО выполняется с учетом методических материалов ОДУ Сибири [16].

Каждое устройство АОПО выполняется по ступенчатому принципу и содержит сигнальную (первую) ступень и несколько рабочих ступеней [2, 6, 8].

Рассмотрим два варианта настройки:

1. Уставки группы «Зима», «Лето1», «Лето2» для оперативного переключения;
2. Корректировка токовой уставки по ТНВ для автоматического переключения.

Для начала необходимо определить группы уставок для оперативного переключения для температур:

- группа «Зима», уставки выбираются для температуры -5°С;
- группа «Лето1», уставки выбираются для температуры +25 °С;

Таблица 1. Сочетание отключенных элементов сети

Table 1. Combination of disconnected network elements

Отключенные элементы сети	Сочетания отключенных элементов сети (двухремонтные схемы)					
	№ п/п	НС	1	2	3	4
–	НС	БГ № 1				
ВЛ 110 кВ I цепь	1	БГ № 2				
ВЛ 110 кВ II цепь	2	БГ № 2	БГ № 6.1			
ВЛ 110 кВ ГРЭС с отпайкой на ПС	3	БГ № 3	БГ № 5.1	БГ № 5.1		
ВЛ 110 кВ ГРЭС с отпайками	4	БГ № 3	БГ № 4.2	БГ № 4.2	БГ № 4.1	

Таблица 2. Зависимость I_{дтн} от температуры наружного воздухаTable 2. Dependence I_{дтн} on the outside air temperature

T, °C	-15 и ниже	-10	-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
I _{дтн}	973	944	916	888	852	816	788	745	710	667	624	581
I _{адтн}	1048	1013	977	940	902	863	823	781	737	691	643	595

– группа «Лето2», уставки выбираются для температуры +40 °C.

Определение предварительной настройки АОПО для ТНВ +40 °C ВЛ 110 кВ цепь I, II. Информация о перегрузочной способности ЛЭП приведена в Таблице 2 [3, 17].

Поскольку для ТНВ +40 °C аварийно допустимая токовая нагрузка (далее – АДТН) ЛЭП превышает допустимую длительную токовую нагрузку (далее – ДДТН), определение предварительной настройки устройства АОПО выполняется в соответствии с разделом 7 [16].

Настройка первой сигнальной ступени.

В соответствии с требованиями пункта 7.2.1 [16] уставка по току первой (сигнальной) ступени должна задаваться:

– при величине ДДТН меньше или равной 0,9 от АДТН₂₀ – равной ДДТН (ф.1)

– при величине ДДТН больше 0,9 от АДТН₂₀ – равной 0,9 от АДТН₂₀, но не более чем на 100 А меньше АДТН₂₀ (ф.2).

Уставка по току сигнальной ступени устройства АОПО ЛЭП должна соответствовать:

$$I_{\text{сигнал}} = \min \begin{cases} \text{ДДТН}; \\ 0,9 \times \text{АДТН}. \end{cases} \quad (1)$$

$$I_{\text{сигнал}} = \max \begin{cases} \text{АДТН} - 100; \\ 0,9 \times \text{АДТН}. \end{cases} \quad (2)$$

Поскольку величина ДДТН (581 А) составляет 0,98 от АДТН₂₀ (595 А), в качестве уставки по току первой (сигнальной) ступени принимается большая из величин по формуле (2):

– 0,9 от АДТН₂₀ (536 А);

– на 100 А меньшая АДТН₂₀ (495 А).

В соответствии с требованиями п. 7.2.2 [16] выдержка времени первой (сигнальной) ступени должна быть отстроена от времени:

– цикла АПВ ЛЭП (электросетевого оборудования), аварийное отключение которой в нормальной, единичной и двойной ремонтной схеме может привести к увеличению токовой нагрузки защищаемого элемента;

– действия резервных защит и устройств резервирования отказа выключателя (УРОВ) защищаемого элемента, а также прилегающей электрической сети, короткое замыкание в которой приводит к увеличению токовой нагрузки защищаемого элемента.

Уставка по времени сигнальной ступени устройства АОПО ЛЭП должна быть отстроена от [5, 16]:

– цикла АПВ ЛЭП, электросетевого оборудования, аварийное отключение которого может

привести к недопустимой токовой нагрузке защищаемой устройством АОПО ЛЭП;

– времени действия основных и резервных защит и времени действия устройств резервирования отказа выключателя (УРОВ) защищаемой устройством АОПО ЛЭП, а также прилегающей электрической сети: 5 секунд.

Время срабатывания сигнальной ступени АОПО вычисляют по формуле:

$$t_{\text{сигн}} = \max \begin{cases} t_{\text{АПВ}} + t_{\text{разбр.АПВ}} + t_{\text{откл.выкл}} + t_{\text{вкл.выкл}} \\ t_{\text{рз}} + t_{\text{УРОВ}} + t_{\text{собств.откл.вык.}} \end{cases} \quad (3)$$

где $t_{\text{АПВ}}$ – выдержка времени АПВ, с; $t_{\text{разбр.АПВ}}$ – время разброса АПВ, с; $t_{\text{откл.выкл}}$ – время отключения выключателя линии, с; $t_{\text{вкл.выкл}}$ – время включения выключателя линии, с; $t_{\text{рз}}$ – наибольшее время срабатывания защиты, с;

$t_{\text{УРОВ}}$ – время срабатывания УРОВ, с; $t_{\text{собств.откл.вык.}}$ – собственное время отключения выключателя линии, с.

Согласно формуле (3), время срабатывания сигнальной ступени определяется как:

$$t_{\text{сигн}} = \max \begin{cases} 2,5 + 0,9 + 0,06 + 0,1 \\ 5,0 + 0 + 0,037 \end{cases}$$

$$t_{\text{сигн}} = \max \begin{cases} 3,56 \\ 5,037 \end{cases}$$

$$t_{\text{сигн}} = 5,037 \text{ с}$$

Таким образом, уставка по времени сигнальной ступени устройства АОПО ЛЭП должна быть отстроена от цикла АПВ.

Настройка рабочих ступеней

В соответствии с требованиями пункта 7.3.1 [16] уставка по току второй ступени должна приниматься равной:

– ближайшей меньшей величине АДТН относительно величины АДТН₂₀ (или равной АДТН₂₀ при АДТН для любой длительности перегрузки более 20 минут, равной АДТН₂₀);

– ДДТН, если аварийная перегрузка на время более 20 минут недопустима.

Так как аварийная перегрузка на время более 20 минут не разрешена, уставка по току второй ступени принимается равной ДДТН (581 А).

Уставка по току i-й ступени должна приниматься равной ближайшей большей величине АДТН относительно величины допустимой токовой нагрузки, соответствующей уставке по току (i-1)-й ступени.

Поскольку ближайшей большей величиной допустимой токовой нагрузки относительно ДДТН является АДТН₂₀, уставка по току третьей ступени должна приниматься равной АДТН₂₀ (595 А).

Время на срабатывание отключающих ступеней АОПО вычисляется по формулам [16]:

$$t_{5\text{ст.}}^{\text{откл}} = t_{\text{пер}} - t_{\text{ув}}; \quad (4)$$

$$t_{4\text{ст.}}^{\text{откл}} = t_{5\text{ст.}}^{\text{откл}} - \Delta t - t_{\text{ув}}; \quad (5)$$

$$t_{3\text{ст.}}^{\text{откл}} = t_{4\text{ст.}}^{\text{откл}} - \Delta t - t_{\text{ув}}; \quad (6)$$

$$t_{2\text{ст.}}^{\text{откл}} = t_{3\text{ст.}}^{\text{откл}} - \Delta t - t_{\text{ув}}; \quad (7)$$

$$t_{1\text{ст.}}^{\text{откл}} = t_{2\text{ст.}}^{\text{откл}} - \Delta t - t_{\text{ув}}. \quad (8)$$

где $t_{1\text{ст.}}^{\text{откл}}, t_{2\text{ст.}}^{\text{откл}}$ – выдержка времени на отключение одного ТГ (ОГ-1 БГРЭС), с; $t_{3\text{ст.}}^{\text{откл}}, t_{4\text{ст.}}^{\text{откл}}$ – выдержка времени на отключение второго ТГ (ОГ-2 БГРЭС), с; $t_{5\text{ст.}}^{\text{откл}}$ – выдержка времени на отключение контролируемой ВЛ 110 кВ с запретом АПВ, с; $t_{\text{пер}}$ – время максимально возможной перегрузки линии, с; Δt – ступень селективности (принимается в диапазоне 0,5-5 с), с $t_{\text{ув}}$ – время реализации УВ, с, принимается равное 0,21 с.

$$t_{5\text{ст.}}^{\text{откл}} = 15 - 0,21 = 14,79\text{с};$$

$$t_{4\text{ст.}}^{\text{откл}} = 14,79 - 2 - 0,21 = 12,58\text{с};$$

$$t_{3\text{ст.}}^{\text{откл}} = 12,58 - 2 - 0,21 = 10,37\text{с};$$

$$t_{2\text{ст.}}^{\text{откл}} = 10,37 - 2 - 0,21 = 8,16\text{с}$$

$$t_{1\text{ст.}}^{\text{откл}} = 8,16 - 2 - 0,21 = 5,95\text{с}.$$

Условие $t_{1\text{ст.}}^{\text{откл}} > t_{\text{сигн}}$ выполняется, поэтому заносим полученные выдержки времени и уставки в Таблицу 3.

Для второй ступени последняя выдержка времени должна соответствовать допустимому времени работы ЛЭП с токовой нагрузкой, соответствующей уставке по току третьей ступени (595 А) – не более 20 минут. Последняя выдержка времени последней ступени не должна превышать 20 секунд или разрешенное время работы с токовой нагрузкой, превышающей АДТН.

Для групп уставок «Зима» и «Лето1» расчет ведется аналогичным образом. Значения занесены в Таблицы 4, 5.

Ступени для группы «Лето1»:

- 0,9 от АДТН20 (663 А);
- на 100 А меньшая АДТН20 (637 А).

Ступени для группы «Зима»:

- 0,9 от АДТН20 (943 А);
- на 100 А меньшая АДТН20 (948 А).

Однако даже при небольших колебаниях температуры, как суточных, так и возникающих в пределах одного сезона, пропускная способность воздушных линий меняется существенно, что влечет за собой при «сезонных» уставках существенные

Таблица 3. Уставки срабатывания «Лето2» АОПО при ТНВ +40 °С

Table 3. Summer2' trip settings of OLP (Overload Protection Automation) at +40 °C ambient temperature

Ступень	Уставка по току (+40°C), А	Выдержка времени, с	Действие
1 (сигнальная)	536	5,037	На сигнал
2	581	5,95	ОГ-1
		8,16	ОГ-2
3	595	10,37	ОГ-3
		12,58	ОГ-4
		14,79	Отключение ЛЭП

Таблица 4. Уставки срабатывания «Лето1» АОПО при ТНВ +25 °С

Table 4. Summer1' trip settings of OLP (Overload Protection Automation) at +25 °C ambient temperature

Ступень	Уставка по току (+25°C), А	Выдержка времени, с	Действие
1 (сигнальная)	663	5,037	На сигнал
2	710	5,95	ОГ-1
		8,16	ОГ-2
3	737	10,37	ОГ-3
		12,58	ОГ-4
		14,79	Отключение ЛЭП

Таблица 5. Уставки срабатывания «Зима» АОПО при ТНВ -15 °С

Table 5. Winter trip settings of OLP (Overload Protection Automation) at -15 °C ambient temperature

Ступень	Уставка по току (-15°C), А	Выдержка времени, с	Действие
1 (сигнальная)	943	5,037	На сигнал
2	973	5,95	ОГ-1
		8,16	ОГ-2
3	948	10,37	ОГ-3
		12,58	ОГ-4
		14,79	Отключение ЛЭП

Таблица 6. Схема БГ № 2, отключение ТГ-1 и ТГ-2, ($t=+25^{\circ}\text{C}$)
Table 6. BG № 2 diagram, disconnection of TG-1 and TG-2, ($t=+25^{\circ}\text{C}$)

№	Линия	Параметры				Расчетные параметры	
		Р, МВт	Q, МВар	U, кВ	$I_{\text{дтн}}/I_{\text{адтн}}, \text{A}$	$I_{\text{рас}}, \text{A}$	Относительная нагрузка, %
1	ВЛ 110 кВ I цепь	0	0	-	667/691	0	0
2	ВЛ 110 кВ II цепь	124,8	48,1	-	667/691	637	95,6
3	ВЛ 110 кВ ГРЭС с отпайками	0	0	-	776/845	0	0
4	ВЛ 110 кВ ГРЭС с отпайкой на ПС	76,5	41,8	-	776/845	442	56,9
	РУ 110 кВ ПС 110 кВ № 1			112,8			
	РУ 110 кВ ПС 110 кВ № 2			110,8			
	Переток в КС	187,2					
	Суммарная нагрузка станции						860

Таблица 7. Схема БГ № 2, отключение ТГ-1 и ТГ-2, ($t=+17^{\circ}\text{C}$)
Table 7. BG № 2 diagram, disconnection of TG-1 and TG-2, ($t=+17^{\circ}\text{C}$)

№	Линия	Параметры				Расчетные параметры	
		Р, МВт	Q, МВар	U, кВ	$I_{\text{дтн}}/I_{\text{адтн}}, \text{A}$	$I_{\text{рас}}, \text{A}$	Относительная нагрузка, %
1	ВЛ 110 кВ I цепь	0	0	-	745/781	0	0
2	ВЛ 110 кВ II цепь	115,7	44	-	745/781	843	85,6
3	ВЛ 110 кВ ГРЭС с отпайками	0	0	-	877/954	0	0
4	ВЛ 110 кВ ГРЭС с отпайкой на ПС	59,6	37,4	-	877/954	575	46,4
	РУ 110 кВ ПС 110 кВ № 1			112,9			
	РУ 110 кВ ПС 110 кВ № 2			111,2			
	Переток в КС	175,3					
	Суммарная нагрузка станции						860

погрешности при выборе реальных значений возможных перегрузок первичного оборудования [1, 11].

Рассмотрим два варианта настройки уставки АОПО:

1. АОПО без зависимости от I (АОПО_к);
2. АОПО с зависимостью от I (АОПО_т).

На Рис. 1 показана характеристика срабатывания АОПО, работающих по разному принципу [1].

Область срабатывания для АОПО_к область срабатывания – зоны № 1 и № 2, а для АОПО_т – зоны № 1 и № 5.

Алгоритмы работы АОПО_к и АОПО_т при попадании характеристики в зоны № 2 и № 5 разные.

Алгоритм АОПО_к имеет одну токовую уставку, которая соответствует одному заданному значению. Следовательно, при колебаниях температуры в меньшую или большую сторону АОПО может либо не сработать, либо сработать с ложной уставкой [11].

1. Зона № 2 характеризуется ТНВ ниже климатической нормы (зимние морозы или летнее похолодание), при которой происходит существенное повышение пропускной способности ВЛ ввиду более быстрого остывания проводников. Алгоритм АОПО_т синхронно с процессом снижения температуры увеличивает токовую уставку согласно характеристике АОПО_т.

Следствием такой корректировки становится повышение пропускной способности ВЛ при сохранении перегрузочной характеристики и механических свойств в допустимых пределах.

2. Зона № 5 характеризуется ТНВ выше климатической нормы (оттепель зимой или летний зной), при которой происходит существенное снижение пропускной способности воздушных линий ввиду их более медленного остывания. Алгоритм АОПО_т синхронно с процессом повышения температуры снижает токовую уставку согласно характеристике АОПО_т.

Рассмотрим схему БГ № 2 при установке группы уставок «зима-лето» и ТНВ, не соответствующей заданным параметрам. Для этого определим нагрузку линий при выбранных УВ, группе уставки «Лето1» ($t=+25^{\circ}\text{C}$, Таблица 6) и фактической ТНВ для летнего контрольного замера ($t=+17^{\circ}\text{C}$, Таблица 7).

Как видно из таблиц, относительная нагрузка ЛЭП отличается в 1,1 раза. Следовательно, можно рассмотреть возможность увеличения генерируемой мощности путем включения одного блока на БГРЭС. Результаты занесем в Таблицу 8.

При включении в схемно-режимную ситуацию (СРС) еще одного блока на ГРЭС относительная нагрузка линий увеличивается до 98,3% (Рис. 2), что не выходит за пределы допустимых парамет-

ров. Соответственно, при небольшом диапазоне выбора групп уставок «Зима-Лето» ГРЭС уменьшает выдаваемую мощность в 1,25 раза (на 215 МВт), поэтому необходимо рассматривать уставки с корректировкой токовой нагрузки от ТНВ.

Соответственно, следующим этапом является определение автоматических уставок. Учитывая имеющуюся зависимость допустимых токов по контролю ВЛ от температуры окружающей среды (в летних режимах), целесообразно выполнить в устройствах АОПО несколько групп уставок (по числу контролируемых температурных диапазонов) и автоматическое переключение на соответствующие группы в зависимости от текущей температуры воздуха. Температуру воздуха предусматривается измерять с помощью специальных датчиков температуры, установленных в специальной метеорологической будке (Рис. 3), исключающей воздействия прямых солнечных лучей и ветра на измерительные приборы.

В соответствии с [7, 16, 19] в устройстве АОПО должна быть реализована проверка достоверности поступающей информации о температуре окружающей среды (отсутствие / наличие сигнала от датчика температуры окружающей среды, выход за заданный диапазон измерений, выход разности между показаниями датчиков окружающей среды за допустимую величину). При выявлении недостоверности поступающей информации о температуре окружающей среды устройство АОПО должно переходить с автоматического режима задания групп уставок на последние достоверные данные, полученные от датчиков температуры окружающей среды, и сигнализировать оперативному персоналу о выявлении недостоверности.

Результаты исследования
С учетом вышеизложенного

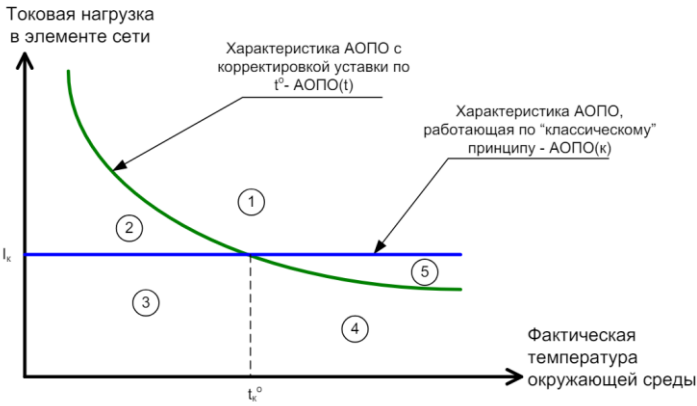


Рис. 1. Характеристика срабатывания АОПО
Fig. 1. Overload Protection Automation response characteristics

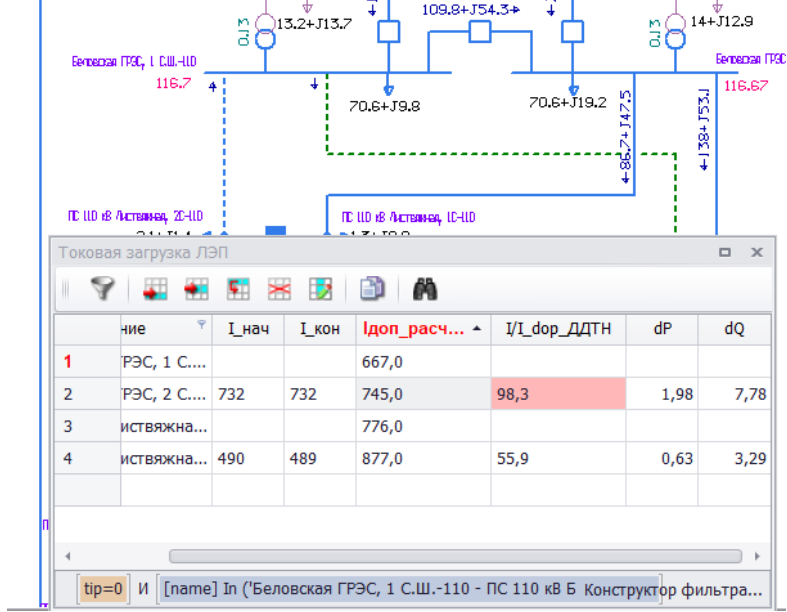


Рис. 2. Схема БГ № 2, увеличение регулировочного диапазона энергоблока.
Fig. 2. BG № 2 diagram, increasing the control range of the power unit.

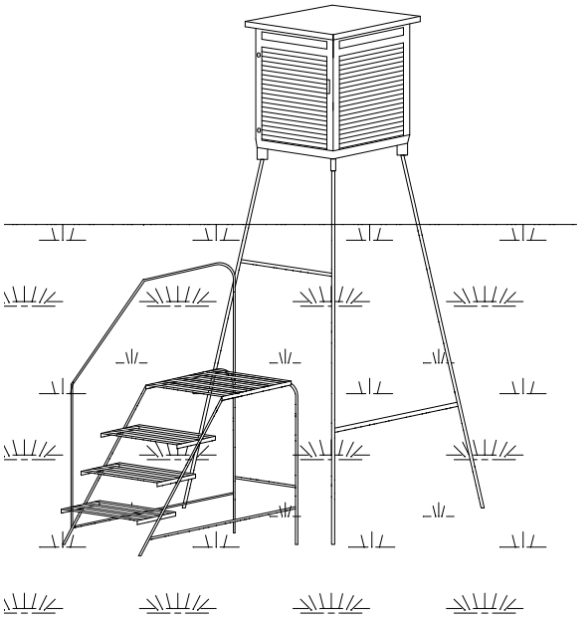


Рис. 3. Метеорологическая будка
Fig. 3. Meteorological booth

в устройстве АОПО предусматривается организация 12 групп уставок, соответствующих следующим температурам окружающего воздуха для автоматического режима определения температуры:

- 1 группа – температура -15°C и ниже;
 - 2 группа – температура более -15°C , но не более -10°C ;
 - 3 группа – температура более -10°C , но не более -5°C ;
 - 4 группа – температура более -5°C , но не более 0°C ;
 - 5 группа – температура более 0°C , но не более $+5^{\circ}\text{C}$;
 - 6 группа – температура более $+5^{\circ}\text{C}$, но не более $+10^{\circ}\text{C}$;
 - 7 группа – температура более $+10^{\circ}\text{C}$, но не более $+15^{\circ}\text{C}$;
 - 8 группа – температура более $+15^{\circ}\text{C}$, но не более $+20^{\circ}\text{C}$;
 - 9 группа – температура более $+20^{\circ}\text{C}$, но не более $+25^{\circ}\text{C}$;
 - 10 группа – температура более $+25^{\circ}\text{C}$, но не более $+30^{\circ}\text{C}$;
 - 11 группа – температура более $+30^{\circ}\text{C}$, но не более $+35^{\circ}\text{C}$;
 - 12 группа – температура более $+35^{\circ}\text{C}$.
- Сигнальная ступень формирует аварийно-

предупредительный сигнал «Перегрузка ВЛ», который заводится на центральную сигнализацию объекта, в систему сбора и передачи информации объекта и также передается в оперативный информационный комплекс (ОИК) диспетчерского центра.

В проектируемых устройствах АОПО ВЛ 110 кВ предусматривается использовать не менее одной рабочей ступени (вторая ступень АОПО) с одной уставкой по току и несколькими выдержками времени.

Уставка по току второй ступени устройства АОПО ВЛ 110 кВ соответствует АДТН оборудования и/или провода контролируемой ВЛ [7, 9].

Уставки по времени второй ступени устройства АОПО ВЛ 110 кВ должны:

- соответствовать допустимой длительности перегрузки, разрешенной собственником оборудования, для соответствующей величины максимально возможной перегрузки, определенной по результатам расчетов электрических режимов, за вычетом времени реализации всех используемых УВ в данной ступени и дополнительной ступени селективности (0,5-5 сек) между выдержками времени на УВ [16];
- быть отстроены от цикла АПВ ЛЭП, электро-сетевого оборудования, аварийное отключение которой может привести к недопустимой токовой

Таблица 8. Схема БГ № 2, отключение ТГ-1, ($t=+17^{\circ}\text{C}$)

Table 8. BG № 2 diagram, disconnection of TG-1, ($t=+17^{\circ}\text{C}$)

№	Линия	Параметры				Расчетные параметры	
		P, МВт	Q, МВар	U, кВ	$I_{дтн}/I_{адтн}$, А	$I_{рас}$, А	Относительная нагрузка, %
1	ВЛ 110 кВ I цепь	0	0	-	745/781	0	0
2	ВЛ 110 кВ II цепь	138	53,1	-	745/781	732	98,3
3	ВЛ 110 кВ ГРЭС с отпайками	0	0	-	877/954	0	0
4	ВЛ 110 кВ ГРЭС с отпайкой на ПС	86,7	47,5	-	877/954	575	55,9
	РУ 110 кВ ПС 110 кВ № 1			112,9			
	РУ 110 кВ ПС 110 кВ № 2			111,2			
	Переток в КС	224,7					
	Суммарная нагрузка станции						1075

Таблица 9. Параметры срабатывания устройств АОПО ГРЭС. Уставки срабатывания по току при автоматическом выборе

Table 9. Parameters of operation of devices of OPA device of GRES. Current operation settings for automatic selection

№ п/п	Защищаемый элемент	Ступень	Параметр	Температура воздуха (группы уставок при автоматическом выборе)											
				-15 и ниже (1)	-10 (2)	-5 (3)	0 (4)	+5 (5)	+10 (6)	+15 (7)	+20 (8)	+25 (9)	+30 (10)	+35 (11)	+40 (12)
1	ВЛ 110 кВ I(II) цепь	1	$I_{ср.}, \text{A}$	943	912	879	846	812	777	741	703	663	622	579	536
		2	$I_{ср.}, \text{A}$	973	944	916	888	852	816	788	745	710	667	624	581
		3	$I_{ср.}, \text{A}$	1048	1013	977	940	902	863	823	781	737	691	643	595

Таблица 10. Параметры срабатывания устройств АОПО ГРЭС. Уставки срабатывания по току при оперативном выборе
Table 10. Parameters of operation of OPA devices of GRES. Current operation settings for operational selection

№ п/п	Защищаемый элемент	Степень	Параметр	Группа уставок в режиме оперативного выбора		
				«Зима» (-5)	«Лето1» (+25)	«Лето2» (+40)
1	ВЛ 110 кВ I(II) цепь	1	$I_{ср., A}$	943	663	536
		2	$I_{ср., A}$	973	710	581
		3	$I_{ср., A}$	948	737	595

нагрузке защищаемой устройством АОПО ЛЭП;

- быть отстроены от времени действия основных и резервных защит, а также времени действия УРОВ защищаемой устройством АОПО ЛЭП, а также прилегающей электрической сети.

Уставки по току определяются для разной температуры наружного воздуха и зависимости допустимых токовых нагрузок ЛЭП от данной температуры. Уставки задаются для автоматического выбора групп уставок в зависимости от температуры, а также групп уставок, предусмотренных для оперативного выбора:

- группа «Зима», уставки выбираются для температуры -15 °С;
- группа «Лето1», уставки выбираются для температуры +25 °С;
- группа «Лето2», уставки выбираются для температуры +40 °С.

Параметры срабатывания комплекса АОПО представлены в Таблицах 9, 10.

Выводы

1. Разработана методика настройки АОПО, учитывающая температурную зависимость допустимых токовых нагрузок оборудования. Показано, что автоматическая корректировка уставок в зависимости от температуры наружного воздуха позволяет увеличить пропускную способность линий электропередачи на 6,1% в нормальном режиме и на 150% в наиболее тяжелых ремонтных схемах.

2. Обосновано применение 12 групп уставок для АОПО, соответствующих различным температурным диапазонам. Установлено, что такой подход обеспечивает более точное управление перегрузками по сравнению с традиционными сезонными настройками, снижая риск ложных срабатываний и недоиспользования генерирующих мощностей.

3. Доказана эффективность внедрения АОПО с динамической коррекцией уставок на примере Беловской ГРЭС. Реализация предложенного решения позволила увеличить выдачу мощности станции с 1145 до 1215 МВт в нормальном режиме и с 320 до 800 МВт в аварийных условиях.

Перспективным направлением дальнейших исследований является интеграция АОПО с системами автоматического управления режимами энерго-

систем и разработка адаптивных алгоритмов, учитывающих прогнозируемые изменения нагрузок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баликов Б., Хостанцев А., Шмелькин А., Шейнман А. Новые возможности интеллектуальных систем противоаварийной автоматики для распределительных систем сетей 110 кВ // Автоматизация и ИТ в энергетике. № 4. 2013.
2. Воропай Н. И. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах. Новосибирск : Наука, 2016. 332 с.
3. ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009. Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100 %-ный коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения. 2009.
4. Илюшин П. В. Выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 3 (12). С. 74–81.
5. Илюшин П. В., Королев Я. М., Симонов А. В. Комплексный подход к моделированию устройств РЗ и ПА, расчету уставок и анализу правильности их работы [Текст] // Релейная защита и автоматизация. 2017. № 3 (28). С. 13–19.
6. Кожин А. И., Рубинчик В. А. Релейная защита линий с ответвлениями. М. : Энергия, 1967 г. 264 с.
7. Колобанов П. А., Куликов А. Л. Совершенствование алгоритма определения вида повреждения в пусковых органах цифровой дистанционной защиты // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 4. С. 24–30.
8. Kezunovic M., Kasztenny B. Design Optimization and Performance Evaluation of the Relaying Algorithms, Relays and Protective Systems Using Advanced Testing Tools [Text] // IEEE transactions on power delivery. 2000. Vol. 15. № 4. Pp. 1129–1135.
9. Куликов А. Л., Шарыгин М. В. Применение статистического подхода для адаптации автоматики отключения потребителей к их фактической нагрузке // Электрические станции. 2016. № 12 (1025). С. 36–40.
10. Нудельман Г. С., Шалин А. И. Микропроцессорные системы РЗА. Оценка эффективности и надежности [Текст] // Новости электротехники. 2008. № 3 (51).
11. Разумов Р. В., Петров А. А., Трифонов Д. В., Иванов А. В., Басаркин В. А. Особенности применения автоматики ограничения перегруза оборудования с адаптивной токовой уставкой. Примеры реализации проекта АОПО на Заинской ГРЭС и ПС

Тамань // Релейная защита и автоматизация. 2016. № 3 (24). С. 58–66.

12. Ерошенко С. А., Егоров А. О., Самойленко В. О., Хальсмаа А. И. Расчеты допустимых перетоков мощности в энергосистемах: учебное пособие. Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. 86 с. ISBN 978-5-7996-1994-7.

13. СО-153-34.20.576-2003 Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 277.

14. Sidorov D., Panasetsky D., Smidi V. Noil-stationary autoregressive model for on-line detection of inter-area oscillations in power systems 2010 // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conf. Europe (ISGT Europe). 2010.

15. Soboleva M. A., Fishov A. G. Determining the limiting electric power system operating conditions on the basis admittances matrices with respect to the emfs of equivalent generators // The Electricity Journal. 2013. № 8. P. 9.

16. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управ-

ление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования. С. 9–15.

17. СТО 56947007-29.240.55.143-2013. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий. 2013.

18. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2024–2029 гг., утвержденная приказом Минэнерго России от 30.11.2023 № 1095.

19. Utsumi T., Nakatsuka T., Takani H., Amoh H., Kawano F., Beaumont P. Faulted phase selection function based upon impedance comparison in a distance protection relay // 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection. Beijing, 2011. Pp. 314–319.

20. Шарыгин М. В., Севостьянов А. А., Вуколов В. Ю., Петров А. А. Применение дифференциально-логической защиты для повышения надежности распределительных сетей [Текст] // Релейная защита и автоматизация. 2021. № 4. С. 16–21.

© 2025 Автор. Эта статья доступна по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Об авторах:

Беляевский Роман Владимирович, кандидат технических наук, доцент кафедры электроснабжения горных и промышленных предприятий, Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева (Россия, 650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28)

Утюж Татьяна Игоревна, аспирант, Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева (Россия, 650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28)

Заявленный вклад авторов:

Беляевский Роман Владимирович – постановка исследовательской задачи, научный менеджмент, концептуализация исследования, выводы, написание текста.

Утюж Татьяна Игоревна – обзор соответствующей литературы, сбор и анализ данных, выводы, написание текста.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Original article

DOI: 10.26730/1816-4528-2025-5-3-13

Roman V. Belyaevsky, Tatyana I. Utyuzh

T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University

* for correspondence: uti00@mail.ru

CALCULATION OF PARAMETERS OF EQUIPMENT OVERLOAD PROTECTION AUTOMATION DURING POWER OUTPUT FROM POWER PLANTS IN ELECTRIC NETWORK MAINTENANCE MODES



Abstract.

The article presents a comprehensive study comparing the effectiveness of two fundamentally different approaches to setting Overload Protection Automation (OPA) systems at thermal power plants. The research focuses on

Article info

Received:

30 May 2025

Accepted for publication:

30 June 2025

Accepted:

01 September 2025

Published:

09 October 2025

Keywords: Power grid maintenance modes, equipment overload protection automation (OPA), transmission capacity, operation algorithm, power flow, transmission capacity, stability, emergency control automation.

a critical analysis of the conventional method using fixed seasonal settings ("Winter", "Summer1", "Summer2") versus an innovative adaptive approach featuring real-time dynamic temperature-dependent setting adjustment.

The methodological framework employs detailed mathematical modeling in RastrWin3 software, encompassing three key aspects: (1) calculation of permissible power flows considering seasonal and operational load variations, (2) comprehensive stability analysis of the power system under various operational scenarios including emergency and maintenance modes, and (3) evaluation of primary and backup equipment performance under extreme load conditions.

The study's particular scientific contribution lies in the authors' developed comparative analysis methodology that incorporates both technical parameters (overload control accuracy, response time) and economic factors (generation capacity optimization, loss reduction). Results demonstrate that the adaptive system increases transmission line capacity by 5-7% compared to conventional methods while reducing false operation probability by 15-20%.

The work thoroughly examines implementation aspects including reliability analysis, meteorological data processing algorithms, and integration challenges with existing control systems. The technical aspects of implementing the dynamic setting adjustment system are also addressed in detail.

For citation: Belyaevsky R.V., Utyuzh T.I. Calculation of parameters of equipment overload protection automation during power output from power plants in electric network maintenance modes. Mining Equipment and Electromechanics, 2025; 5(181):3-13 (In Russ., abstract in Eng.). DOI: 10.26730/1816-4528-2025-5-3-13, EDN: VRDDXX

REFERENCES

1. Balikoev B., Khostantsev A., Shmelkin A., Sheinkman A. New capabilities of intelligent emergency automation systems for 110 kV distribution networks. *Automation and IT in Power Engineering*. 2013. № 4.
2. Voropay N.I. Intelligent Systems Complex for Preventing Large-Scale Blackouts in Power Systems. Novosibirsk: Nauka; 2016. 332 p.
3. GOST R IEC 60287-1-1-2009 (2009) *Electric cables - Calculation of the current rating. Part 1-1: Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses - General*.
4. Ilyushin P.V. Selection of emergency control actions in distribution networks to improve power supply reliability. *Relay Protection and Automation*. 2013; 3(12):74–81.
5. Ilyushin P.V., Korolev Ya.M., Simonov A.V. Integrated approach to modeling protection relays and automation devices, setting calculation and analysis of their correct operation. *Relay Protection and Automation*. 2017; 3(28):13–19.
6. Kozhin A.I., Rubinchik V.A. Relay Protection of Branched Transmission Lines. Moscow: Energiya; 1967. 264 p.
7. Kolobanov P.A., Kulikov A.L. Improving fault type identification algorithm in digital distance protection starting elements. *Relay Protection and Automation*. 2018; 4:24–30.
8. Kezunovic M., Kasztenny B. Design optimization and performance evaluation of relaying algorithms. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2000; 15(4):1129–1135.
9. Kulikov A.L., Sharygin M.V. Statistical approach for load shedding automation adaptation to actual consumer load. *Power Stations*. 2016; 12(1025):36–40.
10. Nudelman G.S., Shalin A.I. Microprocessor-based protection and automation systems: Efficiency and reliability assessment. *Electrical Engineering News*. 2008; 3(51).
11. Razumov R.V. [et al.] Implementation features of adaptive current setting overload protection automation. *Relay Protection and Automation*. 2016; 3(24):58–66.
12. Eroshenko S.A. [et al.] Power System Capacity Calculations: Textbook. Yekaterinburg: Ural University Press; 2017. 86 p. ISBN 978-5-7996-1994-7
13. SO 153-34.20.576-2003 (2003) Power System Stability Guidelines. Approved by Russian Ministry of Energy Order No.277.
14. Sidorov D. [et al.] Non-stationary autoregressive model for online detection of inter-area oscillations". *IEEE PES ISGT Europe Conference*. 2010.
15. Soboleva M.A., Fishov A.G. Determining power system stability limits using equivalent generator admittance matrices. *The Electricity Journal*. 2013; 8:9.
16. SO UPS Standard STO 59012820.29.020.004-2018. Relay Protection and Automation. Emergency Control Systems. Requirements and Standards. 2018. Pp. 9–15.
17. STO 56947007-29.240.55.143-2013. Methodology for Calculating Maximum Current Loads Considering Mechanical Strength and Clearances of Overhead Lines. 2013.

18. *Unified Energy System of Russia Development Program 2024-2029* Approved by Russian Ministry of Energy Order № 1095. 2023.

19. Utsumi T. [et al.] Faulted phase selection based on impedance comparison in distance protection. *APAP 2011 Conference*. 2011. Pp. 314–319.

20. Sharygin M.V. [et al.] Differential-logic protection for improving distribution network reliability. *Relay Protection and Automation*. 2021; 4:16–21.

© 2025 The Author. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

The authors declare no conflict of interest.

About the author:

Roman V. Belyaevsky, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Power Supply of Mining and Industrial Enterprises, Senior Lecturer of the Department of Mining Machines and Complexes, T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University (Russia, 650000, Kemerovo, Vesennyya str., 28)

Tatyana I. Utyuzh, postgraduate student, T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University (Russia, 650000, Kemerovo, Vesennyya str., 28)

Contribution of the authors:

Roman V. Belyaevsky – research problem statement; scientific management, conceptualisation of research, drawing the conclusions, writing the text.

Tatyana I. Utyuzh – reviewing the relevant literature, data collection, data analysis, drawing the conclusions, writing the text.

The claimed contribution of the authors:

Authors have read and approved the final manuscript.

