

On the economic efficiency of superconducting fault current limiters in electric power systems

Vavilov A. P., Samoilenov S. V., Trofimov G. Yu.

Vavilov A.P., *Laboratory of modern financial studies, Moscow; e-mail: secretary@ifs.ru*

Samoilenkov S.V., *SuperOx, Moscow; e-mail: ssv@superox.ru*

Трофимов Г. Ю., *Laboratory of modern financial studies, Moscow; e-mail: g.trofimov@ifs.ru*

Abstract. Development of electric power systems of metropolises is constrained by an increase of fault current levels caused by the expansion of power grids that result from energy consumption growth. A conventional strategic solution for the fault current problem is grid sectioning, which localizes unstable regimes within separate sections of a power grid. We demonstrate the economic advantages of an alternative strategy of electric power systems development based on the application of superconducting fault current limiters (SFCLs). Grid sectioning impose constraints on power flows in the power system decreasing the flexibility and reliability of power supply, whereas SFCLs avoid such outcomes. By using an optimal dispatching model permitting analytical solutions for power flows, we compare the economic efficiency of these two strategies and show that SFCLs bring the shot-term economic gains given by a decrease of the power generation costs and a reduction of the value of lost load. We consider approaches to evaluate the long-term effects of investment in SFCLs creation relative to grid sectioning.

Keywords: electric power system, superconductivity, power grid sectioning, comparative advantage, economic efficiency, the value of lost load.

JEL Classification: L94, Q40

Обеспечение экономической эффективности и надежности энергосистемы на основе технологии сверхпроводимости

Вавилов А. П., Самойленков С. В., Трофимов Г. Ю.

Вавилов А.П., *Лаборатория современных финансовых исследований, Москва; e-mail: secretary@ifs.ru*

Самойленков С.В., *СуперОкс, Москва; e-mail: ssv@superox.ru*

Трофимов Г.Ю., *Лаборатория современных финансовых исследований, Москва; e-mail: g.trofimov@ifs.ru*

Аннотация. Развитие энергетики мегаполисов сдерживается увеличением уровней токов короткого замыкания из-за усложнения внутренних связей в энергосистемах и роста объемов энергопотребления. Основным вариантом решения данной проблемы является деление энергосети на части, локализирующее нестабильные режимы в отдельных секциях городской энергосети и прекращающее цепное развитие аварий. В данной статье показано, почему экономически может быть более выгодна альтернативная стратегия развития электроэнергетической системы на основе установки сверхпроводящих токоограничивающих устройств (СТОУ) в узловых точках этой системы. Деление сети создает ограничения потоков мощности в сети, из-за которых снижается гибкость оперативного управления и ухудшается надежность поставок, тогда как СТОУ позволяют избежать таких негативных последствий. На основе малоразмерной модели оптимального управления электроэнергетической системой, допускающей аналитическое решение для потоков мощности, предлагается сравнительный анализ экономической эффективности двух стратегий развития электроэнергетической системы. Показано, что в краткосрочном временном периоде использование СТОУ приносит двоякий экономический эффект по сравнению с делением сети. Во-первых, достигается экономия издержек генерации за счет более эффективного распределения потоков мощности в сети благодаря снятию ограничений, создаваемых делением сети. Во-вторых, обеспечивается снижение стоимости потерь нагрузки, возникающих в случае дефицита мощности в условиях таких ограничений. На основе этих результатов рассмотрены варианты оценки

сравнительного инвестиционного эффекта СТОУ относительно деления сети в долгосрочном периоде.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, токи короткого замыкания, секционирование, принцип сравнительного преимущества, стоимость потерянной нагрузки, сравнительная экономическая эффективность.

Классификация JEL: L94, Q40

1. Введение

Экономический рост мегаполисов невозможен без качественного развития энергетики. Увеличение энергопотребления растущим населением, системами городской инфраструктуры, сектором услуг и производственной сферой требует наращивания генерирующих и передаточных мощностей. При этом плотность уже существующих электросетей и объектов электроэнергетики мегаполиса очень высока. Увеличение объемов генерации приводит к усложнению энергетических связей из-за появления новых объектов энергопотребления и введения новых источников генерации, не предусмотренных в базовых схемах городской энергетики. В таких условиях развитие городской электроэнергетической системы (ЭЭС) наталкивается на возрастание уровней токов коротких замыканий (КЗ) – состояний, в которых ток в сети проходит по недопустимому маршруту с очень низким сопротивлением. КЗ происходят с определенной вероятностью под влиянием природных и антропогенных факторов, например, из-за ударов молний по линиям электропередачи или механических повреждений, но уровни аварийных токов, возникающих по причине КЗ, значительно увеличиваются из-за сложности и масштабности ЭЭС большого города.

Токи КЗ превосходят номинальные уровни в несколько десятков раз и могут наносить значительные экономические потери, поскольку устранение неисправностей и замена поврежденного электрооборудования требует значительных затрат. Поддержание резервных мощностей для купирования последствий КЗ также связано с дополнительными издержками. В случае вынужденных прерываний электроснабжения экономический ущерб несут потребители. Размеры всех этих потерь и ущербов нелинейно возрастают по мере увеличения масштабов городских ЭЭС. Если рост энергопотребления увеличивает риски, из-за которых ухудшается надежность и качество

энергообеспечения потребителей, то дальнейшее развитие ЭЭС проблематично. По этим причинам проблема КЗ является одним из главных факторов, сдерживающих развитие энергетики мегаполисов и, как следствие, – их экономическое развитие.

Проблема надежности и качества энергоснабжения отошла на второй план в девяностые годы из-за спада экономической активности в России и снижения спроса на электроэнергию. В тот период можно было обеспечить соответствие между отключающей способностью коммутационных аппаратов и уровнями токов КЗ, и замена электрооборудования по мере выбытия из строя не представляла серьезной проблемы. Однако такой «пассивный» подход к обеспечению надежности энергоснабжения оказался неприемлемым в условиях интенсивного развития энергосистемы, возобновившегося в нулевые. Увеличение токов КЗ привело к необходимости устанавливать на вновь вводимых электросетевых объектах защитные коммутационные устройства с максимально допустимым током КЗ, превосходящим 60 кА. Оборудование такого рода в России не производится, а в зарубежных энергосистемах практически не находит применения. Заказы подобной техники у иностранных производителей электроаппаратуры являются эксклюзивными и требуют больших финансовых и временных затрат (Игнатов, 2010, с. 6). Если же возможности установленного защитного оборудования не соответствуют возрастающим уровням токов КЗ, то увеличиваются риски масштабных потерь в ЭЭС.

Стратегический «активный» подход к проблеме эффективности и надежности ЭЭС заключается в том, чтобы ограничить уровни токов КЗ допустимыми пределами. Необходимость упреждающего снижения рисков и устранения «узких мест» в энергосетях актуализировалась после масштабной аварии на подстанции «Чагино» в г. Москве 25-26 мая 2005 г., вызвавшей каскадные отключения линий и значительные повреждения в ЭЭС. Авария выявила накопившиеся системные проблемы в московской энергетике, требовавшие системных решений.

Основным направлением решения проблемы КЗ на системной основе было признано стационарное деление сети на части (секционирование), то есть создание точек разрыва в базовой схеме (Шульгинов и др., 2011). Деление сети позволяет локализовать возмущения режимов передачи мощности в рамках отдельных секций, что дает возможность прекратить цепное развитие аварии и удержать токи КЗ в заданных пределах 30-40 кА, уменьшив их уровни в 1,8-3,5 раза. Однако увеличение точек деления

сети по мере роста энергопотребления наталкивается на системные ограничения и снижает эффективность и качество электроснабжения. Основная проблема в том, что из-за искусственно создаваемых разрывов потока мощности теряется гибкость ЭЭС и ухудшается надежность поставок электроэнергии. Продолжение деления сети по мере увеличения токов КЗ (и их приближения к верхней границе допустимых значений) создает новые «узкие места», что усугубляет существующие системные ограничения.

Деление электросети на секции может быть дополнено использованием технических средств снижения токов КЗ с помощью защитных устройств, таких как токоограничивающие реакторы, предохранители, резисторы и коммутационные аппараты. Однако традиционные устройства такого рода оказывают негативное влияние на режимы энергообеспечения, вызывая нарушения передачи мощности или падения напряжения в сети, дестабилизирующие ЭЭС (Kovalsky et al., 2005). Ограничение токов КЗ с помощью традиционных токоограничивающих устройств достигается лишь для сетей среднего напряжения, причем ценой потерь электроэнергии и снижения надежности и качества электропередачи.

Однако существует технологически более эффективное инновационное решение проблемы КЗ, основанное на использовании свойств высокотемпературной сверхпроводимости. Таким решением является применение сверхпроводящих токоограничивающих устройств (СТОУ), автоматически ограничивающих ток при замыкании и автоматически же включающихся при снятии КЗ (Зубкова, 2015). Установка СТОУ на распределительных подстанциях – точках деления городской энергосети позволяет удерживать токи КЗ в допустимых пределах без негативных воздействий секционирования на работу ЭЭС. Это дает возможность сократить ущерб сетей от токов КЗ, снизить требования к сетевому оборудованию, уменьшив его стоимость, увеличить сроки службы используемого оборудования, повысить качество электроснабжения и т. д.

Принцип работы СТОУ основан на сочетании свойств сверхпроводимости в нормальном режиме и резистивности при увеличении плотности тока в результате КЗ. Устройство обнаруживает скачок силы тока и переходит в резистивное, то есть токоограничивающее состояние. Оно срабатывает за три миллисекунды, во много раз быстрее обычных токоограничивающих устройств, и не требует измерительных датчиков и исполнительных механизмов. Уровни тока КЗ уменьшаются в 5-10 раз без потерь энергии и дестабилизирующего воздействия на режим работы сети, а затем СТОУ

автоматически возвращается в сверхпроводящий режим. Благодаря отсутствию негативных побочных эффектов повышается надежность и качество энергоснабжения при сокращении точек деления сети как основного способа ограничения токов КЗ.

Инновационные технологии, разработанные в России, стали базовыми для запуска производства высоковольтных резистивных СТОУ, не имеющих мировых аналогов по мощности и рассчитанных на напряжение до 220 кВ и аварийную силу тока в сети более 50 kV (Mouzykh, et al. 2021, Медовников, Механик, 2019). Первое такое устройство было установлено на московской подстанции «Мневники» в 2019 г. и уже подтвердило свою надежность, обеспечивая предотвращение потерь от возникавших КЗ и качественное энергопотребление для полумиллиона человек (Mouzykh, et al. 2021).

В данной статье рассматриваются вопросы сравнительной экономической эффективности СТОУ, как технологической альтернативы стационарному делению сети (экономические преимущества сверхпроводящих высоковольтных линий электропередачи рассматривались в статье авторов (Вавилов, Трофимов, 2020)). Анализ проводится с помощью малоразмерной теоретической модели электроэнергетической системы, которая отражает экономический выбор оптимального варианта генерации и передачи мощности. Модель позволяет провести сравнительный анализ ЭЭС при различных технологиях и сделать качественные выводы относительно экономической природы выигрышей от применения СТОУ.

Мы показываем, что в краткосрочном временном периоде использование СТОУ приносит двоякий экономический эффект по сравнению с режимом секционирования. Во-первых, достигается экономия издержек генерации за счет более эффективного распределения потоков мощности в сети благодаря снятию ограничений, создаваемых делением сети. Во-вторых, обеспечивается снижение *стоимости потерянной нагрузки* (the value of lost load), возникающих в случае дефицита мощности в условиях таких ограничений.

В долгосрочном периоде использование СТОУ дает сравнительный инвестиционный эффект относительно варианта деления сети, который вычисляется в виде приведенной стоимости краткосрочных выигрышей в затратах генерации и экономии стоимости потерянной нагрузки. Кроме того, необходимо учитывать экономию капитальных затрат в резервные мощности генерации и передачи энергии, включая

электрооборудование, для покрытия возможного дефицита мощности и обеспечения надежности поставок в условиях секционирования.

2. Сравнительная эффективность деления сети и использования СТОУ

Преимущество сверхпроводимых технологий можно продемонстрировать с помощью анализа сравнительной эффективности. Для этого необходимо исследовать влияние ограничений на потоки мощности, накладываемых секционированием, на технико-экономические показатели работы энергосети, отражающие качество, надежность и издержки энергообеспечения.

В работе (Игнатов, 2010) была дана оценка технических характеристик режимов ЭЭС при стационарном делении московской энергосети. Как было показано, отрицательным следствием секционирования является некоторое ухудшение статической и динамической устойчивости ЭЭС, означающей её способность восстанавливать исходный режим после малых и больших возмущений, соответственно. Деление сети вызывает потери 25-30% активной мощности для высоковольтных линий 110-220 кВ, находящихся в непосредственной близости от точек деления.

Анализ сравнительной экономической эффективности применения СТОУ приведен в статье (Lee, Joo, 2013), где рассматривается задача оптимальных потоков мощности с учетом ограничений на режим работы сети. Авторы предлагают метод оценивания ожидаемой стоимости потерь нагрузки в условиях секционирования. На этой основе вычисляется сравнительная эффективность различных вариантов инвестиций в СТОУ в качестве альтернативы деления сети.

В статье (Илюшин, Гуревич, 2019) исследуется влияние секционирования на надежность электроснабжения в ситуациях, когда возникает избыточная нагрузка на отдельные части ЭЭС, и возможен выход за пределы области допустимых режимов генерации. Как показывают авторы, ограничение связей из-за секционирования может стать причиной значительного ослабления сети, приводящего к появлению неблагоприятных послеаварийных режимов, включая лавину напряжения и другие проявления динамической неустойчивости. Если по каким-то причинам возникает дефицит мощности и рост нагрузки на отдельные линии, то из-за недостатка связей в сети

возможно развитие ситуаций, аналогичных произошедшей из-за аварии на подстанции «Чагино» в 2005 г.

Ниже мы рассматриваем задачу оптимального управления ЭЭС на основе минимизации суммарных затрат, включающих затраты генерации, издержки из-за коротких замыканий и стоимость потерянной нагрузки. Задача минимизации затрат генерации для энергосетей общего вида анализировалась во многих работах, например, (Elgerd, 1983, Chao, Peck, 1996, Wu et al, 1996). Мы изучаем простой частный случай ЭЭС, для которого задача оптимального управления имеет малую размерность. Такой подход облегчает формальный анализ вариантов передачи энергии от поставщиков к потребителям, что позволяет вывести в явном виде формулы сравнительной эффективности для различных сетевых схем.

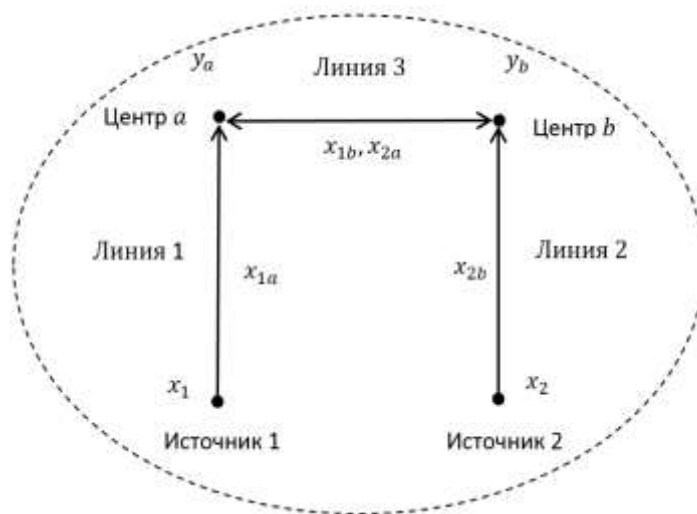
Предполагается, что спрос на электроэнергию неэластичен по цене и носит случайный характер. Вначале рассматривается решение задачи оперативного управления для реализованных значений спроса в центрах энергопотребления. Мы показываем, что оптимальные объемы поставок электроэнергии определяются на основе экономического принципа сравнительного преимущества. Затем вычисляются ожидаемые минимальные затраты для сравнения вариантов деления сети и установки СТОУ в точках деления.

Мы рассматриваем ожидаемую стоимость потерянной нагрузки, принимая во внимание ограничения на допустимую мощность генерации. Предполагается, что предельная стоимость потерянной нагрузки многократно превышает предельные издержки генерации. К примеру, из-за блэкаута в Техасе в феврале 2021 г. оптовые рыночные цены на электроэнергию выросли в 360 раз, до ценового потолка 9 тыс. долл. за мегаватт-час, установленного регулятором этого штата. Цены держались на таком уровне 77 часов, с 15 по 17 февраля (Lindstrom, Gorsky, 2021). В данном случае ценовой уровень 9 тыс. долл. характеризует порядок предельной стоимости ущерба потребителей электроэнергии. В нашей модели ограничения допустимой мощности и потери нагрузки возникают из-за ограничения связей в ЭЭС в условиях секционирования.

3. Модель электроэнергетической системы

Рассматривается простейший вид энергосети, для которого можно продемонстрировать вариант секционирования. Сеть в модели включает два источника генерации энергии, обозначенные индексами 1 и 2, и два центра потребления, обозначенные a и b , соединенные тремя линиями электропередачи, как показано на рис. 1. Две из этих линий непосредственно связывают поставщиков и потребителей, а одна выполняет функцию интерконнектора, соединяющего центры потребления. В реальности такие центры представлены подстанциями, передающими электроэнергию с понижением напряжения в распределительные сети. Источниками можно считать электростанции, расположенные в разных регионах. Пунктиром на рис. 1 очерчен контур ЭЭС, включающей оба центра потребления и оба источника. Линии электропередачи пронумерованы индексами 1, 2, 3. Линия 1 соединяет источник 1 и центр a , линия 2 – источник 2 и центр b , линия 3 – центры потребления a и b .

Рис. 1: Сеть электропередачи с 3 линиями



Объемы мощностей, генерируемых источниками 1 и 2 в течение краткосрочного периода времени (например, суток или недели) составляют x_1 и x_2 , соответственно. Издержки генерации заданы квадратичными функциями производимой мощности $c_1 x_1^2$ для источника 1 и $c_2 x_2^2$ для источника 2, где $c_1, c_2 > 0$ – параметры. Объемы поставок энергии в центры потребления a и b обозначаются, соответственно, как q_a и q_b .

Объемы нагрузок в центрах потребления, под которыми мы понимаем неэластичный спрос на электроэнергию, составляют y_a и y_b . Мы предполагаем, что пара (y_a, y_b) является двумерной непрерывной случайной величиной с функцией плотности распределения $f(y_a, y_b)$ и компактным носителем меры, на котором $f(y_a, y_b) > 0$ и $y_a, y_b > 0$ с вероятностью 1. Случайные величины y_a и y_b положительно коррелированы, что означает влияние на спрос как системных, так и специфических для каждого центра факторов. Примером функции плотности с такими свойствами может служить усеченное нормальное распределение.

Короткое замыкание рассматривается как случайное событие, которое не зависит от реализаций спроса в центрах потребления. КЗ может произойти на каждой линии и влияет на результаты работы ЭЭС через дополнительные производственные издержки. Они возникают из-за ущерба, наносимого электросетям и электротехническому оборудованию и затрат на устранение неисправностей, с вероятностью, которую можно оценить объективно или субъективно. При таких предположениях задача оптимального управления сетью сводится к определению объемов генерации и передачи мощности с учетом ожидаемых издержек от КЗ, которые заданы экзогенно и выражаются параметрами $z_j > 0$ для линии $j = 1, 2, 3$.

Предполагается, что потери от сопротивления в сети несущественны и ими можно пренебречь, и что реактивная мощность не влияет на генерацию и потребление реальной мощности, но используется для поддержания стабильной работы сети. Мы опираемся на работу (Chao, Reck, 1996), где принималось, что управление реактивной мощностью в рамках сети нацелено на стабилизацию амплитуды напряжения, которая считалась постоянной и одинаковой для всех линий. Это соответствует приближению, когда потери энергии при передаче незначительны в том смысле, что активное сопротивление линий пренебрежимо мало по сравнению с сопротивлением нагрузки и источника.

4. Задача оптимального управления сетью

Рассмотрим выбор в краткосрочном периоде оптимальных объемов генерации и передачи энергии для сети, представленной на рис. 1. Источник 1 поставляет x_{1a} в центр a и x_{1b} в центр b . Аналогично, источник 2 поставляет в эти центры x_{2a} и x_{2b} . Таким образом, для данной сети существует четыре направления передачи мощности. Два из

них, x_{1a} и x_{2b} , связывают поставщиков и потребителей напрямую, а для двух других, x_{1b} и x_{2a} используются линия-интерконнектор 3.

Оптимальное оперативное управление сетью заключается в выборе объемов генерации x_1, x_2 , поставок в центры потребления q_a, q_b и передачи мощности $x_{1a}, x_{1b}, x_{2a}, x_{2b}$, минимизирующих суммарные затраты генерации:

$$\min(c_1 x_1^2 + c_2 x_2^2) \quad (1)$$

при ограничениях на объемы поставок в центры a и b :

$$q_k = y_k, \quad k = a, b, \quad (2)$$

и на объемы передачи:

$$x_i = x_{ia} + x_{ib}, \quad i = 1, 2. \quad (3)$$

$$q_k = x_{1k} + x_{2k}, \quad k = a, b. \quad (4)$$

Кроме того, объемы генерации и передачи мощности не могут быть отрицательными:

$$x_i, x_{ia}, x_{ib} \geq 0, \quad i = 1, 2. \quad (5)$$

Согласно условиям (2), поставки энергии в центры потребления должны покрывать спрос. Уравнения (3), (4) характеризуют передачу мощности и являются следствием закона сохранения энергии.

Выбор переменных управления происходит после реализации случайного спроса (y_a, y_b) . Лагранжиан задачи (1)-(5) для положительных объемов передачи мощности имеет вид:

$$L = c_1(x_{1a} + x_{1b})^2 + c_2(x_{2a} + x_{2b})^2 - v_a(x_{1a} + x_{2a} - y_a) - v_b(x_{1b} + x_{2b} - y_b), \quad (6)$$

где v_a, v_b – двойственные оценки для ограничений на потребление энергии (2).

Решение, при котором $x_{ik} > 0, i = 1, 2, k = a, b$, должно удовлетворять условиям первого порядка, получающимся дифференцированием (6) по переменным $x_{1a}, x_{1b}, x_{2a}, x_{2b}$, соответственно:

$$v_a = 2c_1 x_1 \quad (7a)$$

$$v_b = 2c_1 x_1 \quad (7b)$$

$$v_a = 2c_2 x_2 \quad (7c)$$

$$v_b = 2c_2x_2 \quad (7d)$$

Эти условия несовместны при $c_1 \neq c_2$, поэтому в данном случае необходимо перейти к анализу краевого решения, при котором $x_{1b} = 0$ или $x_{2a} = 0$, и одно из условий (7b) или (7c), соответствующих этим переменным, исключается из рассмотрения.

Допустим, что $x_{2a} = 0$, и (7c) не выполнено. Поскольку $q_k = y_k$ ($k = a, b$), из ограничений (3), (4) следует:

$$x_1 = x_{1a} + x_{1b} = y_a + x_{1b} \quad (8)$$

$$x_2 = x_{2a} + x_{2b} = y_b - x_{1b} . \quad (9)$$

Из (7 а, b, d) получаем систему для переменных v_a, v_b, x_{1b} :

$$v_a = v_b$$

$$v_a = 2c_1(y_a + x_{1b})$$

$$v_b = 2c_2(y_b - x_{1b}) ,$$

откуда следует: $c_2y_b - c_1y_a = (c_1 + c_2)x_{1b}$ и находится оптимальное значение поставки по интерконнектору:

$$x_{1b}^* = \frac{c_2y_b - c_1y_a}{c_1 + c_2} . \quad (10)$$

4.1 Принцип сравнительного преимущества

Из выражения (10) следует, что ситуация, когда $x_{1b}^* \geq 0$, $x_{2a}^* = 0$ реализуется, если поставка по интерконнектору из источника 1 в центр b имеет сравнительное преимущество перед поставкой из источника 2 в центр a :

$$c_2y_b \geq c_1y_a . \quad (11)$$

Сравнительное преимущество возникает благодаря более высокой продуктивности источника 1, что выражается как $c_2 > c_1$, или более высоким энергопотреблением в центре b по сравнению с a , $y_b > y_a$. Источник 1 может быть менее производительным чем источник 2 в том смысле, что $c_1 > c_2$, но если спрос в центре b существенно больше чем в центре a , и выполнено условие (11), то поставка из источника 1 в центр b имеет сравнительное преимущество.

В случае если $c_2 y_b \leq c_1 y_a$, сравнительное преимущество имеет поставка из источника 2 в центр a , то есть $x_{1b}^* = 0$, а x_{2a}^* определяется аналогично (10):

$$x_{2a}^* = \frac{c_1 y_a - c_2 y_b}{c_1 + c_2}. \quad (10a)$$

Принимая во внимание (8)-(10) и (10a), получаем значения оптимальной генерации в виде долей суммарной нагрузки $y_a + y_b$:

$$x_1^* = y_a + x_{1b}^* = \frac{c_2(y_a + y_b)}{c_1 + c_2} \quad (12)$$

$$x_2^* = y_b - x_{1b}^* = \frac{c_1(y_a + y_b)}{c_1 + c_2} \quad (13)$$

Эти выражения верны для обоих крайних решений: $x_{1b}^* \geq 0$, $x_{2a}^* = 0$, и $x_{1b}^* = 0$, $x_{2a}^* \geq 0$.

4.2 Ожидаемые затраты

Определим ожидаемые затраты ЭЭС в краткосрочном периоде как сумму ожидаемых минимальных затрат генерации и издержек, связанных с КЗ:

$$W = E[c_1(x_1^*)^2 + c_2(x_2^*)^2] + \sum_{j=1,2,3} z_j, \quad (14)$$

где символ E обозначает математическое ожидание, построенное для функции плотности распределения $f(y_a, y_b)$. Подставляя x_1^* , x_2^* в (14) и преобразуя, получаем:

$$W = \frac{c_1 c_2}{c_1 + c_2} E(y_a + y_b)^2 + \sum_{j=1,2,3} z_j. \quad (15)$$

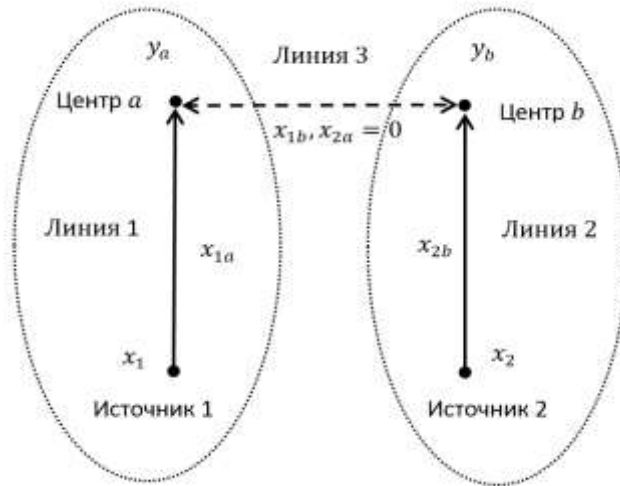
Ожидаемые суммарные затраты генерации выражаются в оптимальном режиме через ожидаемые затраты генерации для суммарной нагрузки $y_a + y_b$.

5. Деление сети

Для нашей модели деление сети означает реконфигурацию с отключением линии-интерконнектора, как изображено на рис. 2. В отличие от рис. 1, сеть разделена на две секции в виде изолированных линий 1 и 2. Первая обеспечивает потребности только

центра a , а вторая – только центра b . Поскольку линия 3 отключена, то отсутствует передача энергии между a и b .

Рис. 2: Секционированная сеть



Нас интересует, в первую очередь, вопрос, при каких условиях деление сети является экономически обоснованным. Чтобы на него ответить, необходимо сравнить значения ожидаемых минимальных затрат (14) для исходной задачи и для аналогичной постановки для секционированной сети. Дополним исходную задачу условием, что передача по интерконнектору равна нулю по обоим направлениям:

$$x_{1b} = x_{2a} = 0, \quad (16)$$

а для действующих линий выполнены условия:

$$x_1 = y_a, \quad x_2 = y_b. \quad (17)$$

Поскольку линия 3 не используется, издержки K_3 для неё отсутствуют, $z_3 = 0$. Для двух других линий эти издержки равны $z'_j \leq z_j, j = 1, 2$, с учетом того, что деление сети дает снижение издержек K_3 в действующих секциях. Подставляя (16), (17) и $z_3 = 0$ в (14), получаем значение ожидаемых минимальных затрат для секционированной сети:

$$W^d = c_1 E y_a^2 + c_2 E y_b^2 + \sum_{j=1,2} z'_j \quad (18)$$

Верхний индекс d обозначает оптимальное решение в условиях деления сети.

Экономический эффект секционирования измеряется как разность ожидаемых минимальных затрат: $W - W^d$. В приложении А показано, что

$$W - W^d = z_3 + \sum_{j=1,2} \Delta z_j - (c_1 + c_2)E(x_{1b}^*)^2 \quad (19)$$

где $\Delta z_j = z_j - z_j' \geq 0, j = 1, 2$. Эффект секционирования выражается как разность экономии на издержках от КЗ и ожидаемого увеличения затрат генерации, $(c_1 + c_2)E(x_{1b}^*)^2$, обусловленного отсутствием интерконнектора. С учетом (10), имеем:

$$(c_1 + c_2)E(x_{1b}^*)^2 = (c_1 + c_2)(Ex_{1b}^*)^2 + \frac{c_1^2 \text{Var} y_a + c_2^2 \text{Var} y_b - 2c_1 c_2 \text{Cov}(y_a, y_b)}{c_1 + c_2}. \quad (20)$$

Первое слагаемое в правой части (20) представляет собой удвоенные средние затраты генерации для ожидаемого объема поставок по интерконнектору в обоих направлениях (поскольку $Ex_{1b}^* = -Ex_{2a}^*$), которые рассчитываются как арифметическое среднее затрат в источниках 1 и 2.

Второе слагаемое в правой части (20) пропорционально дисперсии поставок по интерконнектору: $(c_1 + c_2)\text{Var}(x_{1b}^*)$. Чем выше корреляция спроса в центрах a и b , тем эта дисперсия ниже, а значит слабее влияние случайных факторов спроса на экономию затрат генерации. Корреляция высока, если данные факторы носят системный характер, то есть вызывают с высокой вероятностью одновременное увеличение или уменьшение нагрузки в обоих центрах.

Из (19) следует, что деление сети экономически эффективно, если

$$z_3 + \sum_{j=1,2} \Delta z_j > (c_1 + c_2)E(x_{1b}^*)^2, \quad (21)$$

то есть ожидаемая экономия на издержках от КЗ больше ожидаемого увеличения затрат генерации из-за секционирования.

6. Сверхпроводящий ограничитель тока

Вернемся к схеме сети на рис. 1 и рассмотрим технологическую альтернативу секционирования. Предположим, что на линии 3 установлено СТОУ, которое нивелирует потенциальный ущерб от токов КЗ для этой линии. Будем считать, что СТОУ влияет на токи

КЗ в энергосистеме аналогично делению сети: издержки КЗ для линии 3 равны нулю, $z_3 = 0$, а для двух других линий они равны $z'_j \leq z_j, j = 1, 2$.

Чтобы вычислить экономический эффект СТОУ, рассмотрим модель оперативного управления (1)-(5). Условия оптимальности (7) остаются неизменными. Комбинируя их с выражениями для распределения поставок: $x_1 = y_a + x_{1b}$ и $x_2 = y_b - x_{1b}$, получаем значение оптимальной передачи по интерконнектору (при $x_{2a}^s = 0$):

$$x_{1b}^s = \frac{c_2 y_b - c_1 y_a}{c_1 + c_2}, \quad (22)$$

которое совпадает с оптимальным объемом в исходной задаче, $x_{1b}^s \equiv x_{1b}^*$ ($x_{2a}^s \equiv x_{2a}^*$ для симметричного решения $x_{1b}^s = 0, x_{2a}^s \geq 0$). Верхний индекс s обозначает оптимальное решение для сети со СТОУ.

Подставляя объем поставок по интерконнектору (22) в (14), получаем значение ожидаемых минимальных затрат:

$$W^s = \frac{c_1 c_2}{c_1 + c_2} E(y_a + y_b)^2 + \sum_{j=1,2} z'_j. \quad (23)$$

Экономический эффект применения СТОУ измеряется разностью затрат: $W - W^s$. Вычитая (23) из (15), получаем:

$$W - W^s = z_3 + \sum_{j=1,2} \Delta z_j \quad (24)$$

то есть абсолютный эффект выражается как экономия на издержках от КЗ.

Сравнительный эффект СТОУ относительно варианта деления сети получается вычитанием (19) из (24):

$$W^d - W^s = (c_1 + c_2) E(x_{1b}^*)^2 \quad (25)$$

и представляет собой ожидаемую экономию суммарных затрат генерации благодаря интерконнектору.

7. Ограничения мощности и стоимость потерянной нагрузки

Экономический эффект СТОУ может включать экономию стоимости потерянной нагрузки. В исходной модели оперативного управления (1)-(5) предполагалось, что поставки в центры потребления всегда покрывают спрос, что выражало условие (2).

Введем ограничения на мощности генерации для обоих источников:

$$x_i \leq \bar{x}_i, \quad i = 1, 2. \quad (26)$$

где $\bar{x}_i$ – максимально допустимая мощность источника i . При таких ограничениях возможен дефицит мощности, когда условие (2) не выполнено, и поставки могут быть меньше спроса: $q_k < y_k$ для $k = a$ или b , что означает потери нагрузки.

Рассмотрим квадратичную функцию стоимости потерянной нагрузки:

$$L_k(q_k - y_k) = \begin{cases} \lambda_k(q_k - y_k)^2, & q_k \leq y_k \\ 0, & q_k > y_k \end{cases} \quad (27)$$

Параметры λ_k отражают влияние потерь нагрузки на стоимостную оценку ущерба для центра $k = a, b$. Мы предполагаем, что значения этих параметров намного больше значений аналогичных параметров функций затрат генерации:

$$\lambda_k \gg c_i, \quad k = a, b, \quad i = 1, 2. \quad (28)$$

Это отражает существенно более высокую стоимостную оценку потерь потребителей по сравнению с производственными затратами.

С учетом ограничений на мощность (26) и стоимости потерь нагрузки (27) задача оперативного управления сетью (1)-(5) модифицируется следующим образом:

$$\min \left[\sum_{i=1,2} c_i x_i^2 + \sum_{k=a,b} L_k(q_k - y_k) \right] \quad (29)$$

при ограничениях (3)-(5), (26).

Мы будем рассматривать случай, когда генерирующая мощность источника 1 имеется в избытке, а ограничение допустимой мощности источника 2 может стать «узким местом» при отсутствии интерконнектора. Предположим, что $\bar{x}_1$ покрывает спрос в центре a с вероятностью 1: $Prob(y_a \leq \bar{x}_1) = 1$, а $\bar{x}_2$ может не покрывать спрос в центре b : $Prob(y_b > \bar{x}_2) > 0$. При этом общая допустимая мощность ЭЭС достаточно велика, и

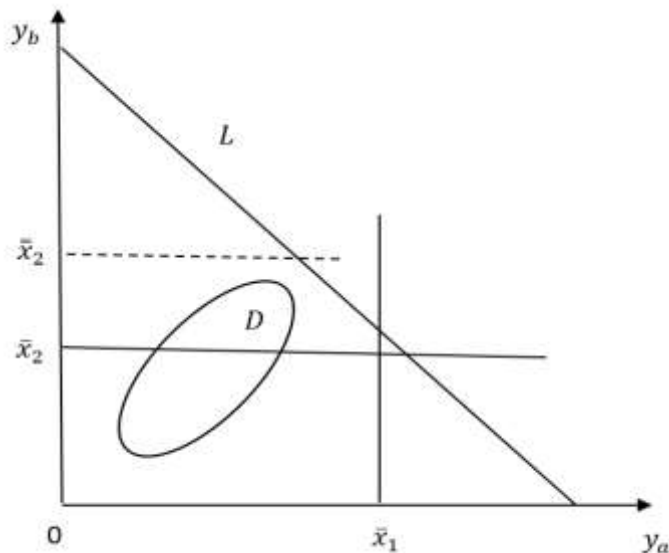
решение исходной задачи без секционирования остается неизменным: $x_i^* < \bar{x}_i$, $i = 1, 2$, что, с учетом (12), (13), эквивалентно условию:

$$y_a + y_b < (c_1 + c_2) \min[\bar{x}_1/c_2, \bar{x}_2/c_1], \quad (30)$$

которое выполнено с вероятностью 1. Иначе говоря, при действующем интерконнекторе ограничения мощности не являются связывающими.

Конфигурация допустимых мощностей $\bar{x}_1, \bar{x}_2$, отвечающая этим условиям, представлена на рис. 3, где горизонтальная и вертикальная оси показывают реализации спроса в центрах a и b , овал изображает границу носителя меры (вытянутого в «северо-восточном» направлении из-за положительной корреляции нагрузок y_a и y_b), а линия L – границу неравенства (30). Носитель меры лежит внутри области значений y_a, y_b , удовлетворяющих данному неравенству. Подмножество D носителя меры соответствует реализациям спроса, при которых допустимая мощность источника 2 не покрывает спрос в центре b : $\bar{x}_2 < y_b$.

Рис. 3: Конфигурация допустимых мощностей генерации



При этих предположениях оптимальные объемы генерации в задаче (29), (3)-(5), (26) составляют x_1^* и x_2^* , стоимость потерянной нагрузки (27) тождественно равна нулю, а значение ожидаемых минимальных затрат W идентично (15).

7.1 Деление сети и эффект СТОУ

Как и выше, деление сети означает, что интерконнектор не используется, то есть $x_{1b} = x_{2a} = 0$. При наших предположениях ограничение на мощность (26) для источника 1 не является связывающим, а для источника 2 может быть таковым, поэтому объемы генерации равны

$$x_1^d = y_a, \quad x_2^d = \begin{cases} \bar{x}_2, & y_b > \bar{x}_2 \\ y_b, & y_b \leq \bar{x}_2 \end{cases}. \quad (31)$$

Отсюда следует, что при секционировании условие равенства поставки спросу (2) выполнено с вероятностью 1 для центра a , $q_a = y_a$, но может быть не выполнено для центра b , так как возможны реализации спроса, при которых $q_b = \bar{x}_2 < y_a$. Функции стоимости потерянной нагрузки имеют вид:

$$L_a(q_a - y_a) \equiv 0, \quad L_b(q_b - y_b) = \begin{cases} \lambda_b(\bar{x}_2 - y_b)^2, & y_b > \bar{x}_2 \\ 0, & y_b \leq \bar{x}_2 \end{cases}, \quad (32)$$

а, с учетом (31), (32), значение ожидаемых минимальных затрат составляет

$$W^d = c_1 E y_a^2 + c_2 E \min(\bar{x}_2^2, y_b^2) + p \lambda_b E \{(\bar{x}_2 - y_b)^2 | y_b > \bar{x}_2\} + \sum_{j=1,2} z_j'. \quad (33)$$

где $p = \text{Prob}((y_a, y_b) \in D) = \iint_D f(y_a, y_b) dy_a dy_b$ – вероятность дефицита мощности в источнике 2, вызывающего потери нагрузки в центре b : $y_b > \bar{x}_2$.

Мы показываем в приложении Б, что эффект деления сети вычисляется как

$$W - W^d = z_3 + \sum_{j=1,2} \Delta z_j - B_1 - B_2, \quad (34)$$

где

$$B_1 = (c_1 + c_2) E (x_{1b}^*)^2 + p c_2 (\bar{x}_2^2 - E_{y_b > \bar{x}_2} y_b^2) \quad (35)$$

$$B_2 = p \lambda_b \left[(E_{y_b > \bar{x}_2} y_b - \bar{x}_2)^2 + \text{Var}_{y_b > \bar{x}_2} y_b \right] \quad (36)$$

Символы $E_{y_b > \bar{x}_2} y_b$ и $\text{Var}_{y_b > \bar{x}_2} y_b$ обозначают условные математическое ожидание и дисперсию величины y_b (при условии $y_b > \bar{x}_2$).

Показатель B_1 в выражении (35) – это ожидаемые потери от увеличения стоимости генерации из-за отсутствия интерконнектора. Если вероятность дефицита мощности p

достаточно мала, то можно пренебречь вторым слагаемым в правой части (35). Тогда показатель B_1 принимает вид:

$$B_1 \approx (c_1 + c_2)E(x_{1b}^*)^2, \quad (35a)$$

что идентично значению ожидаемого увеличения стоимости генерации из-за секционирования при отсутствии ограничений на мощность (25).

Показатель B_2 в выражении (36) представляет собой ожидаемую стоимость потерь нагрузки в центре b . Она пропорциональна сумме среднеквадратичного отклонения избыточного спроса от допустимой мощности и дисперсии избыточного спроса при дефиците мощности. Согласно условию (28), значение коэффициента λ_b предполагается достаточно большим, и поэтому при малом p мы не можем пренебречь правой частью в выражении (36).

При наших предположениях о конфигурации допустимых мощностей генерации вариант с установкой СТОУ дает такое же решение как и выше, а значит W^s вычисляется идентично (23). Сравнительный экономический эффект СТОУ относительно деления сети получается вычитанием (34) из (24):

$$W^d - W^s = B_1 + B_2 \quad (37)$$

Таким образом, сравнительный эффект выражается как сумма экономии издержек генерации B_1 , и экономии потерь нагрузки из-за деления сети B_2 . Экономия издержек возникает, как и выше, за счет наращивания более дешевой генерации или поставок энергии в центр с более высоким спросом. Снижение ожидаемой стоимости потерь нагрузки в размере B_2 может быть достигнуто с помощью интерконнектора, позволяющего покрыть дефицит мощности в источнике 2.

8. Сравнительная эффективность инвестиций в СТОУ

Мы рассмотрели статическую однопериодную модель управления сетью, для которой вывели формулу сравнительного эффекта (37). Модель можно расширить для анализа долговременной эффективности инвестиций в СТОУ. Допустим, что задана временная последовательность независимых и одинаково распределенных случайных событий, определяющих в каждом краткосрочном периоде уровни нагрузки в центрах

потребления. Предполагая отсутствие сезонной цикличности, можно непосредственно использовать полученные выше решения для вычисления сравнительной эффективности инвестиций.

Пусть объем инвестиций в создание СТОУ составляет K_s . Ожидаемый инвестиционный эффект относительно варианта секционирования сети с учетом (37) определяется как приведенная стоимость:

$$V = E_0 \sum_{t=1}^T \frac{B_1 + B_2}{(1+r)^t}, \quad (38)$$

где E_0 – математическое ожидание в начальный период времени $t = 0$, r – норма дисконта, T – срок службы СТОУ. Отношение приведенной стоимости инвестиционного эффекта к балансовой стоимости, V/K_s , отражает сравнительную эффективность СТОУ.

Можно предложить альтернативный вариант расчета инвестиционного эффекта. Допустим, что деление сети дополняется мерами по обеспечению надежности электроснабжения: создаются резервы генерирующих и сетевых мощностей, достаточные для того, чтобы вероятность дефицита мощности в источнике 2 была равна нулю. Это показано на рис. 3: новое ограничение допустимой мощности для источника 2 имеет вид $x_2 \leq \bar{x}_2$, и оно не является связывающим с вероятностью 1. Предположим, что объем инвестиций в создание резервных мощностей равен K_r . Тогда приведенная стоимость сравнительного инвестиционного эффекта СТОУ принимает вид:

$$V' = E_0 \sum_{t=1}^T \frac{B_1}{(1+r)^t} + K_r. \quad (39)$$

В качестве иллюстрации рассмотрим числовой пример, приближенный к показателям ЭЭС г. Москвы. Предположим, что в десяти точках деления энергосети осуществляется десекционирование и устанавливается 10 СТОУ общей стоимостью $K_s = 10$ млрд руб. Допустим, что годовой сравнительный экономический эффект относительно секционирования вычисляется как сумма $B_1 + B_2$ и составляет 0,5% от общей стоимости реализации электроэнергии потребителям или 1,25 млрд руб. в год. Для годовой нормы дисконта $r = 5\%$ и срока службы СТОУ $T = 30$ лет находим из (38) приведенную стоимость сравнительного инвестиционного эффекта: $V = 19$ млрд руб. Сравнительная

эффективность СТОУ составляет $V/K_s = 1,9$, что соответствует доходности 2,2% годовых для срока службы СТОУ.

Для альтернативного варианта приведенной стоимости сравнительного эффекта V' предположим, что стоимость резервных мощностей, покрывающих возможный дефицит электроснабжения в зонах секционирования, составляет $K_r = 30$ млрд руб. Допустим, что эффект экономии издержек генерации B_1 равен 0,2% от общей стоимости реализации электроэнергии или 0,5 млрд руб. в год. Тогда из (39) получаем: $V' = 38$ млрд. руб. и сравнительную эффективность $V/K_s = 3,8$ или 4,5 % в годовом выражении.

9. Заключение

Мы использовали простую теоретическую модель электроэнергетической системы для обоснования методологии оценки сравнительного экономического эффекта СТОУ. Полученные результаты не претендуют на формулировку конкретных рекомендаций для разработки проектных решений, так как для этих целей предназначены многомерные компьютерные модели ЭЭС мегаполиса. Однако, планирование энергосистемы на основе таких моделей, на наш взгляд, в недостаточной мере базируется на экономическом анализе, сводимом на практике к подсчету расходов на развитие сети, запроектированное исходя из технических ограничений.

Анализ теоретической модели показал, что секционирование приводит к экономическим потерям из-за увеличения издержек генерации и ожидаемой стоимости потерянной нагрузки. Мы рассмотрели ограничения допустимой мощности при секционировании, допуская возможность дефицита мощности для одного из источников генерации при избыточном объеме суммарной мощности в ЭЭС. Такая конфигурация ограничений допустимых мощностей отражает реальные ситуации возникновения «узких мест» в условиях деления сети.

Необходимо отметить, что для энергосистем Москвы и других городов предусмотрены жесткие требования к обеспечению надежности поставок. Однако их реализация предполагает дополнительные инвестиции в генерирующие, передаточные и трансформаторные мощности, что для нашей модели было отражено в варианте расчета приведенной стоимости V' . Также важно принимать во внимание, что строительство дополнительных линий электропередачи означает усложнение энергосети мегаполиса и

привносит дополнительные риски, например, из-за возможности транзитного перетока мощности через распределительную систему (Илюшин, Гуревич, 2019).

Наш подход, тем не менее, позволяет продемонстрировать, что оценки сравнительного выигрыша от использования СТОУ могут быть значимыми, если в полной мере учитывать издержки деления сети. Установка СТОУ дает возможность снизить токи КЗ до уровней, допустимых для обычных коммутационных устройств, и при этом ослабить ограничения на потоки мощности в энергосети. Рассмотренный нами сравнительный эффект СТОУ относительно деления сети дополняет абсолютный эффект снижения издержек энергосистемы от КЗ (включая экономию затрат на замену дорогостоящего сетевого оборудования), который достигается без негативных побочных эффектов на режимы работы энергосети.

Приложение А: Вывод выражений (19). Из (15), (18) получаем:

$$W^d - W = c_1 E y_a^2 + c_2 E y_b^2 + \sum_{j=1,2} z'_j - \frac{c_1 c_2}{c_1 + c_2} E (y_a + y_b)^2 - \sum_{j=1,2,3} z_j =$$

$$(c_1 + c_2)^{-1} \left((c_1 + c_2) c_1 E y_a^2 + (c_1 + c_2) c_2 E y_b^2 - c_1 c_2 E (y_a + y_b)^2 \right) - \sum_{j=1,2} \Delta z_j - z_j =$$

$$(c_1 + c_2)^{-1} (c_1^2 E y_a^2 + c_2^2 E y_b^2 - 2 c_1 c_2 y_a y_b) - \sum_{j=1,2} \Delta z_j - z_j = (c_1 + c_2)^{-1} E (c_1 y_a - c_2 y_b)^2 -$$

$$\sum_{j=1,2} \Delta z_j - z_j = (c_1 + c_2) E (x_{1b}^*)^2 - \sum_{j=1,2} \Delta z_j - z_3 .$$

Приложение Б: Вывод выражений (34)-(36). Рассмотрим выражение (33):

$$W^d = c_1 E y_a^2 + c_2 E \min(\bar{x}_2^2, y_b^2) + p \lambda_b E \{ (\bar{x}_2 - y_b)^2 | y_b > \bar{x}_2 \} + \sum_{j=1,2} z'_j .$$

Мы имеем, во-первых: $c_1 E y_a^2 + c_2 E \min(\bar{x}_2^2, y_b^2) = c_1 E y_a^2 + (1 - p) c_2 E_{y_b \leq \bar{x}_2} y_b^2 + p c_2 \bar{x}_2^2 =$
 $c_1 E y_a^2 + c_2 E y_b^2 + p c_2 (\bar{x}_2^2 - E_{y_b > \bar{x}_2} y_b^2)$, поскольку $(1 - p) c_2 E_{y_b \leq \bar{x}_2} y_b^2 + p c_2 E_{y_b > \bar{x}_2} y_b^2 =$
 $c_2 E y_b^2$. Во-вторых: $E \{ (y_b - \bar{x}_2)^2 | y_b > \bar{x}_2 \} = (E_{y_b > \bar{x}_2} y_b - \bar{x}_2)^2 + \text{Var}_{y_b > \bar{x}_2} y_b$.
 Следовательно, $W^d = c_1 E y_a^2 + c_2 E y_b^2 + p c_2 (\bar{x}_2^2 - E_{y_b > \bar{x}_2} y_b^2) + p \lambda_b \left[(E_{y_b > \bar{x}_2} y_b - \bar{x}_2)^2 + \right.$
 $\left. \text{Var}_{y_b > \bar{x}_2} y_b \right] + \sum_{j=1,2} z'_j$. Используя выкладки приложения А, получаем:

$$\begin{aligned}
W^d - W &= (c_1 + c_2)E(x_{1b}^*)^2 + pc_2(\bar{x}_2^2 - E_{y_b > \bar{x}_2} y_b^2) + B_2 - z_3 - \sum_{j=1,2} \Delta z_j \\
&= B_1 + B_2 - z_3 - \sum_{j=1,2} \Delta z_j.
\end{aligned}$$

Список литературы/References

Вавилов А.П., Трофимов Г.Ю. (2020). Об экономическом преимуществе сверхпроводящих линий электропередачи, *Экономика и Математические Методы*, 2020, Том 56, № 3, с. 56-67. [Vavilov A.P., Trofimov G.Yu. (2020). On the economic advantage of superconductive lines of power transmission, *Ekonomika i Matematicheskie Metody*, 2020, Volume 56, № 3, p. 56-67.]

Зубкова Е. (2015). Сверхпроводник ведет Россию вперед. Интернет-портал сообщества ТЭК, EnergyLand.info. [Zubkova E. (2015). Superconductivity leads Russia ahead. Internet-portal of TEC community, EnergyLand.info.] <http://www.energyland.info/analitic-show-133072>.

Игнатов В.В. (2010). Ограничение токов короткого замыкания делением сетей и оценка его влияния на режимы энергосистемы, *Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук*, Московский Энергетический Институт. [Ignatov V.V. (2010). Fault current limiting by power grid sectioning and evaluation of its influence on the regimes of an energy power system. *Candidate of technical sciences dissertation*, Moscow Energy Institute].

Илюшин П.В., Гуревич Ю.Е. (2019). Анализ влияния секционирования сети напряжением 110-220 кВ на надежность электроснабжения потребителей, *Электроэнергия*, № 5 (56), с. 51-57. [Ilyushin P.V., Gurevich Yu.E. (2019). Analysis of the influence of 110-220 kV power grid sectioning on the reliability of electric power supply, *Electroenergiya*, № 5 (56), p. 51-57.]

Медовников Д., Механик А. (2019). Стратегия высокой температуры, *Стимул*, 20 марта. [Medovnikov D., Mehanik A. (2019). A strategy of high temperature, *Stimul*, March 20.] <https://stimul.online/articles/kompaniya/strategiya-vysokoy-temperatury/>.

Moyzykh M., et al. (2021). First Russian superconducting fault current limiter (SFCL) for application in city grids, IEEE CSC & ESAS Superconductivity News Forum (global edition) https://snf.ieeecsc.org/sites/ieeecsc.org/files/documents/snf/abstracts/STP666_fulltext.pdf.

Шульгинов Н., Кучеров Ю., Чемоданов В., Утц Н., Ярош Д. (2011). Перспективы развития высоковольтных сетей на примере московского региона, *Электроэнергия. Передача и Распределение*, № 6, Сети России. [**Shulginov N., Kuchеров Yu., Chemodanov V., Utz N., Yarosh D.** (2011). The perspectives of high-voltage power grids development on the example of Moscow region, *Elektroenergiya. Peredacha i Raspredeleniye*, № 6, Networks of Russia.] <https://mcsbk.ru/perspektivy-razvitiya-vysokovoltnykh-setey-na-primere-moskovskogo-regiona/>.

Chao H., Peck S. (1996). A market mechanism for electric power transmission, *Journal of Regulatory Economics*, 10, pp. 25-59.

Elgerd O. (1983). Electric energy systems theory. An introduction, McGraw-Hill (India) Education.

Kovalsky L., Yuan X., Tekletsadik K., Keri A., Bock J., Breuer F. (2005). Application of superconducting fault current limiters in electric power transmission systems, *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, <https://www.researchgate.net/publication/224614645>.

Lee J., Joo S.-K. (2013). Economic assessment method for superconducting fault current limiter (SFCL) in fault current-constrained power system operation, *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, Vol. 23,. No. 3, <https://koreauniv.pure.elsevier.com/en/publications/economic-assessment-method-for-superconducting-fault-current-limit>.

Lindstrom A., Gorsky A. (2021). Average Texas electricity prices were higher in February 2021 due to severe winter storm. U.S. *Energy Information Administration, Monthly Electric Power Industry Report*, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=47876>.

Wu F., Varaiya P., Spiller P., Orien Sh. (1996). Folk theorems on transmission access: proofs and counterexamples, *Journal of Regulatory Economics*, 10, pp. 5-23.