

# Влияние смещения максимумов нагрузки с зимы на лето и температурного фактора на пропускную способность воздушных линий на юге России

**В 38 региональных энергосистемах Системным оператором отмечены новые максимальные уровни потребления электрической мощности в 2021 году в период экстремально высоких температур (из них в 26 — неоднократно). Таким образом максимальная нагрузка совпадает со снижением пропускной способностью воздушных линий (из-за нагрева провода), что может стать риском устойчивости энергосистемы. Анализируются основные показатели и характеристики влияния температурного фактора на пропускную способность линий электропередачи переменного тока 110 кВ. В работе проведено исследование зависимости пропускной способности проводников от температуры окружающей среды на примере Объединенной энергетической системы Юга. А также рассмотрено влияние сезонности максимума нагрузки на работу воздушных линий.**

**Курьянов В.Н.**, начальник отдела инноваций и международного сотрудничества филиала «НИУ «МЭИ» в г. Волжском

**Гуревич Л.М.**, д.т.н., заведующий кафедрой Материаловедения и композиционных материалов ФГБОУ ВО «ВолгГТУ»

**Тимашова Л.В.**, к.т.н., заместитель научного руководителя, начальник Центра электротехнического оборудования АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

**Мерзляков А.С.**, начальник Центра композитных материалов и сверх проводимости АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

**Фокин В.А.**, генеральный директор ООО «Энергосервис»

При актуализации и проектировании схем электроснабжения обосновано применение комплексного подхода к оптимизации существующих схем и строительству новых высоковольтных воздушных линий электропередачи (ВЛ). Вследствие постоянного увеличения энергопотребления во многих городах и регионах страны возникает проблема недостаточной пропускной способности линий электропередачи. Чтобы решить проблему, связанную с увеличением спроса, необходима модернизация или реконструкция распределительных сетей [1–6]. Задачами формирования схемы развития является обеспечение надежного функционирования в долгосрочной перспективе и обеспечение баланса между производством и потреблением электроэнергии, скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры. При этом конфигурация графика нагрузки имеет большое значение не только для баланса, режима электростанций, но и для нормальной работы существующих и вновь проектируемых ВЛ.

## ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ МАКСИМУМА НАГРУЗКИ НА ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ ПРОВОДНИКОВ

Последствия увеличения энергопотребления для южных регионов Российской Федерации могут усугубляться высокими значениями температур окружающей среды летнего периода. По оперативным данным филиала Системного оператора — ОДУ Юга, в чью операционную зону входит Объединенная энергетическая система Юга, 19 июля 2021 года в ОЭС Юга установлены новые исторические максимумы потребления электрической мощности. В ОЭС Юга показатель составил 17 145 МВт (на 577 МВт выше аналогичного показателя, зафиксированного 21 января этого года). ОЭС Юга располагается на территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов и 15 субъектов Российской Федерации: республик Адыгеи, Дагестана, Ингушетии, Кабардино-Балкарии, Калмыкии, Карачаево-Черкесии, Крыма, Северной Осетии-Алании и Чеченской республики; Краснодарского и Ставропольского края; Астраханской, Ростовской,

Волгоградской областей и города Севастополя.

В энергосистеме Кубани новый исторический максимум 19 июля составил 5420 МВт +283 МВт к историческому максимуму 16 июля 2021 года и +383 МВт к многолетнему рекорду 9 августа 2017 года.

Показатели ОЭС Юга стали первым примером в истории ЕЭС России, когда исторический максимум в объединенной энергосистеме был превышен в период летних максимумов нагрузки. Ранее исторические максимумы потребления во всех семи ОЭС фиксировались только зимой. Установление рекордов потребления связано с изменением структуры потребления, усугубляемой установившимся в регионе периодом экстремально высоких температур.

Температура токопроводящих жил определяется погодными условиями (солнце, ветер, температура воздуха) и величиной тока нагрузки, а пропускная способность воздушных линий электропередачи зависит от температуры токопроводящих жил [6].

Пропускная способность проводника определяется на основе теплового расчета. Тепловой расчет АС в общем случае сводится к определению температуры токопроводящей жилы с учетом потерь в жилах. При этом учитываются тепловые сопротивления провода и окружающей среды, а также колебания температуры окружающей среды за счет сезонных изменений температуры и посторонних источников тепла.

При прохождении длительно допустимого тока  $I_{\text{доп}}$  (А) по проводу с сопротивлением  $R$  (Ом) будет выделяться тепло (Вт):

$$Q = I_{\text{доп}}^2 R. \quad (1)$$

Количество тепла, которое будет отдано поверхностью голого провода в окружающую среду за единицу времени, можно с достаточной для практики точностью определить по формуле:

$$Q = CF (\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{ср}}), \quad (2)$$

где  $C$  — коэффициент теплоотдачи поверхности голого провода, Вт/см<sup>2</sup>·°С;  $F$  — поверхность провода, см<sup>2</sup>;  $\vartheta_{\text{доп}}$  — длительно допустимая температура провода, °С;  $\vartheta_{\text{ср}}$  — принятая температура окружающей среды, °С.

Табл. 1. Характеристики рассматриваемых проводников

Марка провода	АС	АСВП Провод стале- алюминевый высоко- прочный	АСВТ Провод стале- алюминевый высоко- температурный
Внешний вид			
Длительно допустимая рабочая температура, °С	70	90	150

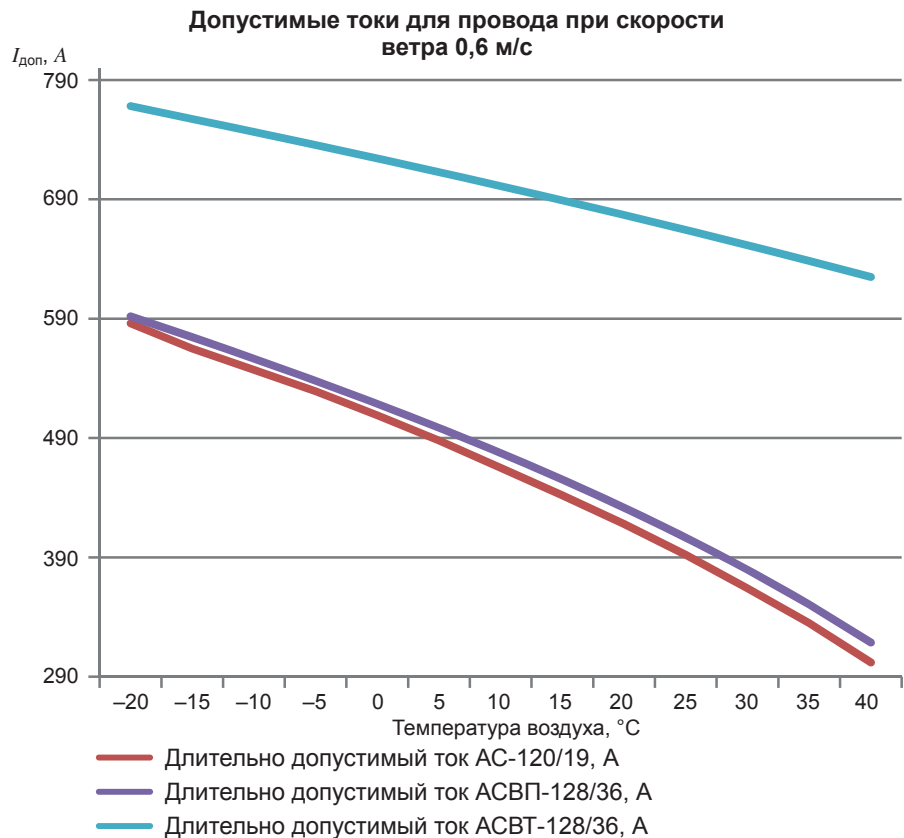


Рис. 1. Зависимость длительно допустимого тока проводников от температуры окружающей среды (при скорости ветра 0,6 м/с)

### СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗЛИЧНЫХ ПРОВОДНИКОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ЮЖНЫХ РЕГИОНОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Как показано на рисунке 1, величина длительно допустимого тока проводника, а соответственно, и его пропускная способность снижаются с ростом температуры окружающей среды. Исходя из этого, можно выявить необходимость пересмотра применяемых материалов воздушных линий южных регионов.

Согласно изученным данным, на ВЛ 110 кВ южного региона в настоящее время применяют устаревшие проводники типа АС.

Увеличение температуры воздуха, а также воздействие солнечной радиации грозит отключениями массы потребителей в данных условиях.

Приведем сравнительную характеристику существующих и предлагаемых проводников в таблице 1.

Табл. 2. Исходные данные для расчета потерь мощности в линии электропередачи

Наименование и обозначение параметра	Численное значение		
	АС-120/19	АСВП-128/36	АСВТ-128/36
Справочное погонное активное сопротивление при 20 °С, $r_{20}$ , Ом/км	0,249	0,225	0,2282
Погонное активное сопротивление при 0 °С, $r_0$ , Ом/км	0,22908	0,207	0,20994
Температурный коэффициент сопротивления $\alpha$ , °С <sup>-1</sup>	0,0043		
Диаметр провода $d_{пр}$ , м	0,0152	0,0152	0,0152
Допустимая температура $\Theta_{доп}$ , °С	90	90	150
Температура окружающей среды $\Theta_{окр}$ , °С	40	40	40
Максимально допустимый ток $I_{доп}$ , А	302	318,62	624,95

Из рисунка 1 видно, что значения длительно допустимого тока сравниваемых проводников воздушных линий, определяемые с учетом солнечной радиации, имеют значительную разницу при одинаковых температурных условиях окружающей среды.

Характеристика проводника АСВТ отображает сравнительно более высокие показатели длительно допустимого тока относительно характеристики АС 120/19, а также АСВП-128-36. Данные показатели обусловлены применением циркониевых сплавов, новой технологии уплотнения, а также инновационной конструкции сердечника и провода в целом.

### СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Произведем расчет потерь активной мощности в линиях с применением проводников типа АС, АСВП, АСВТ. При расчете потерь учтем температуру окружающей среды и нагрев проводов токами нагрузки [7, 8]:

$$\Delta P = \frac{3R_0(1 + \alpha\Theta_{окр})I^2}{1 - \frac{3R_0\alpha}{A}I^2}. \quad (3)$$

Числитель в этом выражении представляет собой потери, приведенные к температуре окружающей среды, а знаменатель учитывает увеличение потерь вследствие нагрева проводов током нагрузки.

Коэффициент А определяется по следующему уравнению при максимально допустимом токе  $I_{доп}$ :

$$A = \frac{3I_{доп}^2 R_0(1 + \alpha\Theta_{доп})}{\Theta_{доп} - \Theta_{окр}}, \quad (4)$$

где  $\Theta_{доп}$  — максимально допустимая температура провода, °С;  $\Theta_{окр}$  — температура окружающей среды, °С, к которой приведен допустимый ток.

В таблице 2 приведены исходные данные для расчета потерь мощности в линии.

Выбор высокой температуры воздуха обусловлен соответствием реальным рабочим условиям температур проводов.

Данные в таблице 2 получены при справочном значении допустимого тока с учетом поправок на температуру окружающей среды. В таблице 3 и на графике рисунка 2 представлены результаты сравнительного анализа потерь мощности проводов линий электропередачи.

Табл. 3. Результаты сравнения потерь мощности проводов

Нагрузочный ток, $I$ , о.е.	Марка	Максимально допустимый ток, $I_{доп}$ , А	Коэффициент А	Потери активной мощности в линии с учетом нагрева, $\Delta P$ , кВт/км
0,4	АС-120/19	302	1739	12,05
0,6				28,01
0,8				52,19
1				86,94
Нагрузочный ток для остальных проводников возьмем в долях от допустимого тока провода марки АС-120/19, $I$ , А				
120,8	АСВП-128/36	318,62	1749	10,86
181,2				25,16
241,6				46,64
302				77,12
120,8	АСВТ-128/36	624,95	3679	10,85
181,2				24,84
241,6				45,02
302				72,17

### Зависимость потерь активной мощности в линии (с учетом нагрева) от тока нагрузки

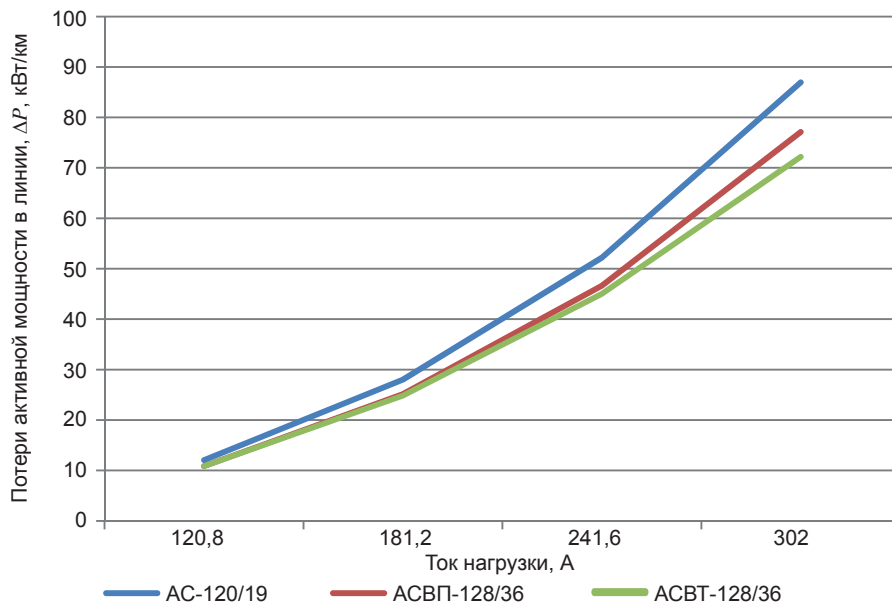


Рис. 2. Сравнительный анализ потерь мощности проводов

Выполненные расчеты справедливы для стационарного теплового режима.

Ток нагрузки выражен в долях от допустимого тока провода марки АС-120/19.

Таким образом, у проводников типа АСВП и АСВТ можно наблюдать значительно лучшие характеристики относительно рассматриваемого проводника АС при условиях одинаковой температуры окружающей среды, а также равной токовой нагрузке.

### СНИЖЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ВЫТЯЖКИ

Пластическая деформация не только значительно повышает механическую прочность, но и в несколько раз снижает вытяжку (удлинение) в процессе эксплуатации вне зависимости от используемого металла. Соответствующие испытания проводились в АО «ВНИИЖТ» и АО «НТЦ ФСК ЕЭС» с изделиями из разных металлов — от стали до меди. Кроме того, снижается и зависимость провода от температуры. Так, коэффициент температурного удлинения у на 7% больше у АС 120/19 (19,2), чем у АСВП(Т)128/36 (18).

При повышении температуры провода удлиняются и увеличиваются стрелы провеса. В результате могут быть нарушены габариты воздушной линии и изоляционные расстояния, то есть снижены надежность и безопасность работы ВЛ.

На ряде ВЛ пропускная способность ограничивается недостаточными габаритами до земли пересекаемых объектов и межфазных расстояний вследствие температурного или эксплуатационного изменения стрел провеса. Это особенно важно для ВЛ со сложным рельефом, участков вблизи высоких строений, на лесных просеках, вблизи высоких холмов и в прочих местах, где провода ВЛ

закрыты от воздействия ветров господствующих направлений, а также для ВЛ, проходящих на холмистых и горных участках, в пролетах, где характер местности резко меняется, а провода оказываются закрытыми от действия ветра различными препятствиями естественного или искусственного происхождения.

Дополнительный путь существенного повышения пропускной способности — в обеспечении стабильности тяжения и габаритов.

При смещении максимумов нагрузок на период высоких температур воздуха усиливаются риски ограничения токовых нагрузок.

### ПРОБЛЕМА МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Проблема молниезащиты ВЛ наиболее остро стоит на предприятиях юга России, особенно расположенных в горных районах Кавказа. Основные факторы риска, негативно влияющие на грозоупорность ВЛ: высокая и экстремально высокая грозовая активность от 60 до 150 ч/г, повышенные гололедные и ветровые нагрузки, труднодоступность, сложные условия прохождения трасс ВЛ в горной местности. Отказ от тросов, как правило, продиктован частыми повреждениями и обрывами стандартно применяемых тросов при гололедных и ветровых воздействиях. Аварии, связанные с обрывами тросов, требуют больших затрат на их устранение, особенно в труднодоступных районах, и могут приводить к длительным перерывам в электрообеспечении.

Между тем, еще в 2009 году по результатам комплексных испытаний различных типов грозотросов ПАО «ФСК ЕЭС» была снята аттестация на применение изделий по ГОСТ 3063-80. Кроме того была выявлена абсолютная устойчивость пластически деформированных грозотросов МЗ (ТУ-062) к разрядам молнии всех зафиксированных значений с сохранением исходной прочности и целостности после разряда. Более поздние испытания ПАО «Россети» подтвердили снижение гололедообразования и вибрационной нагрузки пластически деформированных изделий благодаря конструкции и высокой торсионной жесткости (Протоколы Технических советов ПАО «Россети» от 25 мая 2017 года № 1ТС\_2017 и от 03 июля 2020 года № 1ТС/2020). Несмотря на многократные испытания и положительный опыт применения грозотросов МЗ на 20 000 км ВЛ, продолжается применение стальных канатов по ГОСТ 3063-80, абсолютно не предназначенных для этой функции, либо вообще отказ от грозотросов.

Табл. 4. Показатели грозоупорности ВЛ 220–500 кВ, эксплуатируемых без грозотросов

Класс напряжения	Протяженность ВЛ: общая, без троса, км (%)	Среднегодовая продолжительность гроз, ч	Число грозовых отключений* в расчете на	
			одну ВЛ в год	100 км в год
<b>МЭС Западной Сибири</b>				
220 кВ	563 (80%)	4–10	2,1 (0,5–4,3)	1,8 (0,5–3,9)
<b>МЭС Северо-Запада</b>				
330 кВ	220 (70%)	8–10	0,75 (1,3–2,2)	1,8 (1,1–2,8)
<b>МЭС Юга</b>				
220 кВ	61,5 (62%)	140	5,3	8,6
330 кВ	1537 (60%)	40–80	2,8 (0,4–10,6)	2,3 (1,2–5,5)
500 кВ	504 (25%)		3,6 (1,4–5,2)	2,1 (0,4–8,2)

\* Приводится среднее значение числа грозовых отключений и пределы его изменения (в скобках) по нескольким ВЛ.

Обобщенные данные опыта эксплуатации по грозовым отключениям ВЛ, эксплуатируемых без тросов, представлены в таблице 4. Удельные показатели по числу грозовых отключений наиболее проблемных ВЛ 220 кВ, 330 кВ и 500 кВ составляют 3–8 отключений на 100 км в год, что в 10 и более раз превышает аналогичные средние отраслевые показатели для линий данного класса напряжения: 0,45, 0,2 и 0,08 отключений на 100 км в год, соответственно.

Однако, как показывает опыт эксплуатации, фактическое число грозовых отключений ВЛ без тросов зачастую превышает указанные нормы. Можно констатировать, что отказ от тросов приводит к значительному снижению грозоупорности ВЛ, и отсутствие троса даже на ограниченном участке линии может существенно снижать грозоупорность ВЛ в целом. Кроме того, негативные последствия грозовых отключений, вызванные прямыми ударами молнии в провод, могут усугубляться повреждениями изоляции вплоть до обрыва гирлянд изоляторов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование отечественных высокотемпературных проводников при новом строительстве или реконструкции ВЛ позволит обеспечить резерв токовой нагрузки и заданные ее значения при нагреве, не требуя увеличения сечения. Увеличение пропускной способности проводов обеспечивается их большей, по сравнению с обычными сталеалюминевыми проводами, рабочей температурой. За счет повышенной устойчивости к температурам свыше 100°C данные провода могут нести более высокую токовую нагрузку в нормальных условиях. Обеспечивается снижение потерь энергии. При этом затраты на строительство могут даже снизиться (из опыта применения на объектах ПАО «Россети»). В свою очередь, применение провода АС в складывающейся ситуации может вообще повлечь риски потери надежности системы.

Совместное применение пластически деформированных проводов и грозотросов позволяет снизить влияние атмосферных воздействий на все элементы ВЛ, в том числе риски схлестывания, вибрационные, гололедные и ветровые нагрузки. **Р**

## ЛИТЕРАТУРА

1. Kuryanov V. Research of steel – aluminium plastically compacted conductors for overhead lines (OHL). CIGRE e-Session 2020 B2-220\_2020.
2. Курьянов В.Н. Анализ разрывного усилия проводов АСВП и АСВТ // Энергосбережение и водоподготовка, 2018, № 6(116). С. 33–38.
3. Курьянов В.Н., Султанов М.М., Фокин В.А., Тимашова Л.В. Инновационные высокоэффективные провода для линий электропередачи // Энергия единой сети, 2016, № 4(27). С. 70–78.
4. Курьянов В.Н., Фокин В.А., Куц Л.Р., Мерзляков А.С. Оптимальные решения для высоковольтных сетей, проблемы развития // Спецвыпуск CIGRE журнала «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение», 2018. С. 34–37.
5. Курьянов В.Н., Швеиц Е.С., Тимашова Л.В., Фокин В.А. Применение отечественных высокотемпературных проводов АСВТ для ВЛ 110 кВ и их эффективность // Энергия единой сети, 2017, № 5(34). С. 12–18.
6. Wang J., Xiaobo C. Temperature safety analysis and backup protection scheme improvement for overhead transmission line in power oscillation condition. Electric Power Systems Research – January, 2019, pp. 88-98.
7. Курьянов В.Н., Фокин В.А., и др. Эффективность инновационных высокотемпературных проводов АСВТ // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение, 2019, № 2(53). С. 48–54.
8. Шведов Г.В., Азаров А.Н. Оценка влияния метеоусловий на годовые нагрузочные потери электроэнергии в проводах воздушных линий // Электричество, 2016, № 2. С. 11–18.